



Diseño y análisis de instalación fotovoltaica conectada a red de 500 kWn

Proyecto Fin de Carrera
Ingeniería Técnica Industrial
Especialidad: Electricidad
E.U.I.T.I.Z.

Alumno: *Javier Calvo Medrano*
Especialidad: *I.T.I. Electricidad*
Director: *Ángel Santillán Lázaro*
Convocatoria: *Marzo 2011*

Agradecimientos:

Me gustaría agradecer a varias personas que me han apoyado en este proyecto:

A mis padres por permitirme estudiar la carrera y darme su apoyo.

A mi hermana Lucía y, sobre todo, a mi hermano Raúl que me animó a adentrarme en este tema y me echó una mano cuando estaba más atascado.

A María (madrileña) por aguantarme y animarme durante estos meses.

A mis amigos de toda vida y a los que he conocido durante el transcurso de la carrera, en especial a:

Marco, Richard, Alberto, Eladio, Pelusa, Brin, José, Jorge, Lex, Almazán, Suso, Daniel, Tris, Enrique, Víctor, Paula, Rosalía, Guille, Diego, Javi, los vascos, Miren, Anita, Soriano, Jamaicano, Domingo, y muchos más.

Y a mi director de proyecto Ángel Santillán, por aconsejarme en todo momento.

Índice

1	INTRODUCCIÓN	6
1.1	OBJETIVO	7
1.2	DESCRIPCIÓN	7
1.3	ESTRUCTURA DEL PROYECTO	8
2	DESCRIPCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA	9
2.1	INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	10
2.2	APLICACIONES DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	10
2.2.1	APLICACIONES AISLADAS DE RED	10
2.2.2	APLICACIONES CONECTADAS A LA RED	11
2.3	DESARROLLO ACTUAL DEL MERCADO FOTOVOLTAICO	11
2.4	PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL PROCESO FOTOVOLTAICO.	13
2.5	RADIACIÓN SOLAR	18
2.5.1	EL MOVIMIENTO DE LA TIERRA	21
2.5.2	LA TRAYECTORIA DEL SOL	21
2.5.3	UNIDADES Y ÁNGULOS SOLARES	21
2.6	BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO	24
3	ESTADO DEL ARTE DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES	25
3.1	INTRODUCCIÓN	26
3.2	MÓDULO SOLAR	26
3.3	ESTRUCTURA FIJA	27
3.4	SEGUIDORES SOLARES	28
3.4.1	SEGUIDOR DE DOS EJES	28
3.4.2	SEGUIDOR DE UN EJE POLAR	29
3.4.3	SEGUIDOR EN UN EJE ESTE-OESTE HORIZONTAL	30
3.4.4	SEGUIDOR ACIMUTAL.	30
3.5	INVERSORES	32
3.6	BIBLIOGRAFÍA CAPITULO	38

4	EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA EN EL RÉGIMEN ECONÓMICO Y TÉCNICO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED	39
4.1	INTRODUCCIÓN	40
4.2	ANTECEDENTES	40
4.3	EL PRIMER REAL DECRETO ESPECÍFICO: RD 2818/1998	40
4.4	REAL DECRETO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO: RD 1663/2000	41
4.5	REAL DECRETO ECONÓMICO-ADMINISTRATIVO: RD 436/2004	42
4.6	REAL DECRETO LEY ECONÓMICO-ADMINISTRATIVO: RD LEY 7/2006 y RD 661/2007	43
4.7	ORDEN DE 5 DE FEBRERO DE 2008, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DE ARAGÓN	47
4.8	REAL DECRETO ECONÓMICO: RD 1578/2008	47
4.9	ACTUALIDAD	48
4.10	BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO	50
5	DISEÑO Y SIMULACIÓN DE ENERGÍA GENERADA DE LAS INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN	51
5.1	INTRODUCCIÓN	52
5.2	HIPÓTESIS INICIALES COMUNES A TODOS LOS SISTEMAS ANALIZADOS	52
5.3	DISEÑO DE LA INSTALACIÓN EN BAJA TENSIÓN	59
5.3.1	INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN EN ZONA CORRIENTE CONTINUA	59
5.3.2	DISTRIBUCIÓN EN PLANTA. SOMBRAS.	63
5.3.3	CÁLCULO DE DISTANCIA ENTRE ESTRUCTURAS Y SEGUIDORES	65
5.3.4	CÁLCULO DE CABLEADO Y CANALIZACIONES	68
5.3.5	CAJAS NIVEL I Y II	72
5.3.6	ASP	73
5.3.7	CAJA DE SECCIONAMIENTO DE PUESTA A TIERRA	73
5.3.8	CONTADORES	75
5.3.9	RED DE TIERRAS	76
5.4	SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS	77
5.5	ANÁLISIS ECONÓMICO	80
5.5.1	CONCLUSIONES TECNICO-ECONÓMICAS	82
5.6	BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO	83

6	DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE EVACUACIÓN EN ALTA TENSIÓN	84
6.1	INTRODUCCIÓN	85
6.2	HIPÓTESIS INICIALES	85
6.3	DISEÑO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN	85
6.3.1	REQUISITOS COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA. ARMARIO DE PROTECCIONES.	86
6.3.2	TRANSFORMADOR	87
6.3.3	CELDAS	87
6.3.4	CUADRO BT	90
6.3.5	ARMARIO DE MEDIDA	90
6.3.6	EDIFICIO PREFABRICADO	91
6.3.7	RED DE TIERRAS	92
6.4	BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO	96
7	CONCLUSIONES	97

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 OBJETIVO

El presente proyecto tiene por objeto llevar a cabo un análisis técnico de la implantación de distintas tecnologías fotovoltaicas en un terreno dado, con el fin último de generar energía eléctrica para su venta a la red de distribución en alta tensión.

El enfoque principal del proyecto se centrará en analizar y diseñar las distintas tipologías más comunes de la generación de energía eléctrica con origen fotovoltaico; en lo referente a sistemas de seguimiento solar o estructuras fijas.

No se pretende realizar un estudio comparativo de los módulos fotovoltaicos existentes en el mercado aunque si se expondrán las características del estado del arte de módulos actuales.

Una vez realizadas las simulaciones y diseños de las instalaciones generadoras, se procederá a ejecutar el diseño de las infraestructuras de evacuación en alta tensión de la energía generada en un punto ficticio de la red de distribución en alta tensión.

Por último, el presente proyecto contemplará una guía administrativa de los trámites y pasos a seguir desde el diseño hasta la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica.

Las instalaciones diseñadas no estarán ubicadas en un emplazamiento en particular, si bien es cierto que a efectos de cálculo y diseño se realizarán siguiendo las condiciones climáticas, administrativas y técnicas de la ciudad de Zaragoza.

1.2 DESCRIPCIÓN

Como se ha mencionado anteriormente, analizaremos los resultados obtenidos de cuatro tecnologías de seguimiento y una estructura fija, las cuales son expuestas a continuación:

- Seguidores de doble eje.
- Seguidores de un eje vertical.
- Seguidores de un eje horizontal.
- Seguidores de un eje polar
- Estructura fija.

Se procederá a realizar su implantación en un terreno ficticio situado en la localidad de Zaragoza.

Se realizará el diseño y las simulaciones de cada una de las tipologías en cinco plantas de generación independientes. Cada una de ellas tendrá una potencia nominal de 100 kW, lo cual hará que la potencia final de la instalación fotovoltaica completa sea de 500 kW. La generación eléctrica en baja tensión de las cinco plantas se evacuará a red por medio de un centro de transformación común. Como se ha comentado anteriormente la situación de las instalaciones será hipotética, como también lo será el punto de conexión en alta tensión con la compañía distribuidora.

Para cada una de las tipologías se utilizará el mismo módulo fotovoltaico así como el mismo número de módulos por planta.

El fin perseguido es realizar una simulación de cada técnica de seguimiento solar y elaborar un análisis basado en la viabilidad de la propuesta, para así poder sacar conclusiones en torno a

que sistema es mejor y cual es más rentable según la situación en la que nos encontremos, tanto técnica como financieramente.

Al mismo tiempo, el desarrollo de la parte técnica tendrá en cuenta la normativa actual, no sólo en lo referente al reglamento de baja tensión y alta tensión, sino también al reglamento exigido por el Gobierno de Aragón y la distribuidora eléctrica local, Endesa Distribución S.L.U., completando el proyecto lo máximo posible y considerándose al mismo como un proyecto constructivo.

1.3 ESTRUCTURA DEL PROYECTO

El desarrollo del proyecto ha sido descrito en los siguientes capítulos:

Capítulo 1. Introducción: en él se enumeran las razones por las que se inició el proyecto. También se realiza una descripción global del resto de los capítulos.

Capítulo 2. Descripción de la generación de electricidad mediante tecnología fotovoltaica: en el se presentará una introducción a la energía solar fotovoltaica; el principio de funcionamiento del proceso fotovoltaico, las radiaciones solares y su desarrollo actual así como futuro.

Capítulo 3. Estado del arte de los componentes principales: donde se analizarán las distintas tipologías de los principales elementos que componen una instalación fotovoltaica de generación conectada a red.

Capítulo 4. Evolución de la normativa en el régimen económico y técnico de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red: en él se expondrán los condicionantes técnicos particulares de este tipo de instalaciones así como la situación actual del régimen de primas vigente.

Capítulo 5. Diseño y simulación de energía generada de las instalaciones en baja tensión: en este capítulo se diseñará las instalación generadora en baja tensión, tanto la parte de continua como de alterna. Con los datos obtenidos se presentará un breve análisis económico.

Capítulo 6. Diseño de las instalaciones de evacuación en alta tensión: se procederá a diseñar el centro de transformación de evacuación de energía generada por las cinco instalaciones.

Capítulo 7. Conclusiones: plasma los aspectos más relevantes del trabajo realizado así como las conclusiones extraídas durante la elaboración del mismo, incluyendo posibles líneas futuras de trabajo.

Anexo 1. Simulaciones obtenidas: mediante programa especializado.

Anexo 2. Planos: de implantación y esquemas unifilares.

Anexo 3. Catálogos: extractos de catálogos con el material seleccionado.

CAPÍTULO 2

DESCRIPCIÓN DE LA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD MEDIANTE TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA

2.1 INTRODUCCIÓN A LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

Actualmente, a nivel europeo y mundial se está apostando por las energías renovables, es decir, por fuentes de producción de electricidad que no contribuyan al cambio climático, a la emisión de sustancias nocivas como el CO₂, ni a la dependencia del petróleo. Se busca un modelo sostenible, limpio e inagotable, que garantice el acceso a la electricidad de todo el mundo.

España tiene un alto grado de irradiación en comparación con algunos países de Europa. Por ello, es la energía fotovoltaica por la que más se ha apostado dentro de este grupo. Aunque esta tecnología todavía no es rentable por sí sola, su empleo se ha subvencionado de manera importante, haciendo que la iniciativa privada apueste por este mercado.

Gracias a las subvenciones estatales, es posible obtener una buena rentabilidad mediante la inversión en una planta fotovoltaica, lo cual, aparte de las razones medioambientales, ha sido el motivo del crecimiento del desarrollo de instalaciones. Sin embargo, para optimizar los recursos existentes se debe conocer que sistemas nos ofrecerán un mejor rendimiento. Por ello, el presente proyecto trata de comparar mediante un análisis técnico los diferentes sistemas de seguimiento existentes, con el fin de determinar qué tipo de instalación puede llegar a ofrecer la máxima rentabilidad energética.

A día de hoy, la energía solar fotovoltaica es la fuente más versátil y social de todas, ya que permite satisfacer las necesidades energéticas de aquellos que no disponen de red eléctrica (mediante sistemas fotovoltaicos autónomos) o bien permite generar energía para su posterior venta a la red eléctrica (mediante sistemas conectados a la red), contribuyendo tanto al desarrollo de zonas rurales aisladas como a aplicaciones, tecnológicamente, más complejas.

Su funcionamiento se basa en la obtención de la energía emitida por la luz y el calor que irradia el Sol. Aquí radica su principal ventaja, ya que el Sol es una fuente de energía limpia, inagotable, abundante y disponible en casi toda superficie del planeta.

2.2 APLICACIONES DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Las aplicaciones de la energía fotovoltaica se pueden separar entre aquellas que están aisladas de la red eléctrica y las que están conectadas a ella.

2.2.1 APLICACIONES AISLADAS DE RED

Este tipo de instalación solventa el problema de suministro de electricidad en zonas alejadas de las redes eléctricas. Sus ventajas radican en la independencia del uso de combustibles, su mantenimiento sencillo y de bajo coste, y su versatilidad de uso, pudiéndose instalar en casi cualquier lugar. Los elementos que se necesitan son paneles solares, baterías y un regulador electrónico que controle la carga de la batería desde el panel fotovoltaico. Este tipo de instalaciones llevan más de 20 años utilizándose para el alumbrado, las comunicaciones y las estaciones de bombeo.

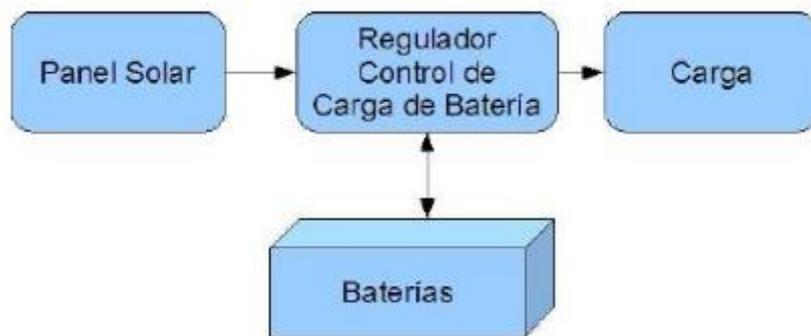


Fig. 2.1: Esquema de aplicación aislada de red.

2.2.2 APLICACIONES CONECTADAS A LA RED

La gran mayoría de las instalaciones fotovoltaicas están conectadas a la red y vierten en ella su producción energética. Respecto a las aplicaciones aisladas, este tipo de instalaciones evita las baterías, constituyendo así una aplicación más directa y eficiente de esta tecnología. Debido a las nuevas políticas para fomentar este tipo de energía, la fotovoltaica conectada a la red eléctrica ha experimentado un crecimiento mayor que las instalaciones de generación aisladas.

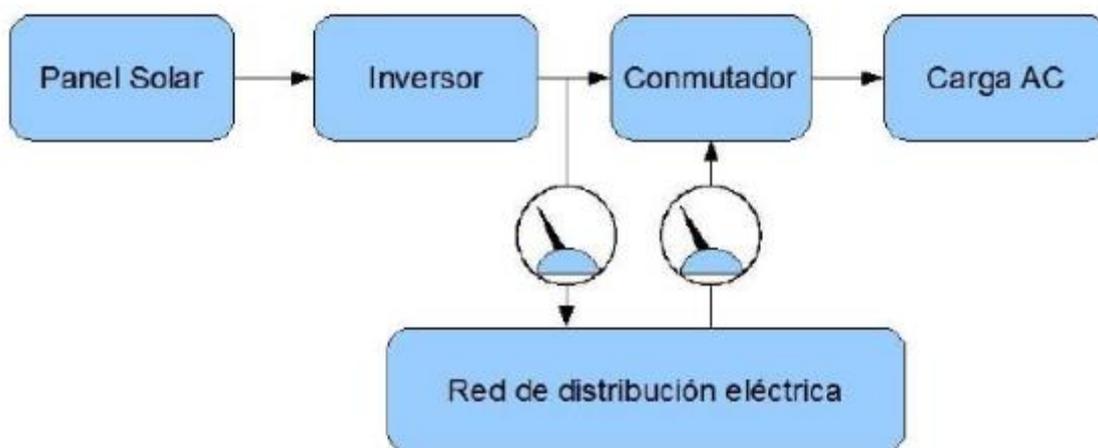


Fig. 2.2: Esquema de aplicación conectada a red.

2.3 DESARROLLO ACTUAL DEL MERCADO FOTOVOLTAICO

El mercado fotovoltaico mundial ha crecido a un ritmo superior al 35 % en los últimos años, aunque la concentración de la potencia instalada está focalizada en Alemania, España, EE UU y Japón, los cuales sumaron el 85 % de la potencia instalada total en 2008, empiezan ya a emerger nuevos mercados fotovoltaicos como Italia, Francia y Corea del Sur.

El crecimiento del mercado fotovoltaico corresponde con el incremento de la producción de componentes de los sistemas solares, donde China ya ha superado a los líderes anteriores, Japón y Alemania, desarrollándose una gran competencia en el segmento clave de producción: las células solares.

Alemania es el mercado fotovoltaico más grande del mundo y sus compañías están a la cabeza de las tecnologías solares, gracias a una política que ha apostado por las energías renovables.

En 1991 empezó a utilizar la tarifa para retribuir la electricidad de origen renovable. Entre el 1991 y el 1995 se lanzó el “Programa de los 1000 tejados fotovoltaicos”, con el que se incentivó los sistemas fotovoltaicos. Después llegó el “Programa de los 100000 tejados fotovoltaicos”, con el que creció el mercado y se consolidaron las instalaciones fotovoltaicas.

En el 2000 se aprobó la ley de Fuentes de Energía Renovable (EEG) que fue la que aumento realmente las inversiones, priorizando el acceso a la red de las energías renovables, garantizando la compra de su producción y con una tarifa fotovoltaica garantizada por 20 años, pero que se reducía anualmente un 5 %.

En 2004 se revisó la EEG, para que los sistemas de menor potencia recibieran una mayor remuneración que los grandes, para así obtener la misma rentabilidad en las instalaciones grandes y pequeñas. Además se aplicó una bonificación para las instalaciones integradas sobre fachada para compensar su menor producción.

La base para el éxito del mercado alemán ha sido la mayor concienciación medio ambiental y la cada vez mayor preocupación por el suministro de energía del futuro.

Actualmente, la mayor parte de la potencia instalada en España se conecta a red.

En España las instalaciones no se distribuyen equitativamente por comunidades autónomas, ni por insolación de la zona. Navarra ha sido la comunidad de referencia, aunque cada vez menos respecto a otras zonas de mayor recurso solar, como Valencia, Murcia o Castilla la Mancha. Destacar a Extremadura, pues es la comunidad donde se localiza el crecimiento más acelerado.

Cabe destacar también la importante industria fotovoltaica existente en España, desde empresas encargadas de instalar las estructuras necesarias para una correcta instalación hasta empresas destinadas al tratamiento del silicio.

<i>País</i>	<i>Acumulados (MWp)</i>	<i>Conectados a red (MWp)</i>	<i>Aislados (MWp)</i>
<i>Alemania</i>	1537	1508	29
<i>España</i>	57,7	42,5	15,2
<i>Holanda</i>	51,2	46,3	4,9
<i>Italia</i>	36	23	13
<i>Francia</i>	32,7	13,8	18,9

Tabla 2.1: Comparación de potencia instalada entre distintos países europeos.

2.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL PROCESO FOTOVOLTAICO.

La energía fotovoltaica está basada en el proceso de transformación de la luz solar en electricidad a través de una célula fotovoltaica. Explicar este desarrollo y dar una visión general de esta tecnología es el objetivo del siguiente apartado.

El efecto fotovoltaico es la base del proceso energético mediante el cual una célula fotovoltaica convierte la luz solar en electricidad. Dicha luz solar está compuesta por fotones, o partículas energéticas.

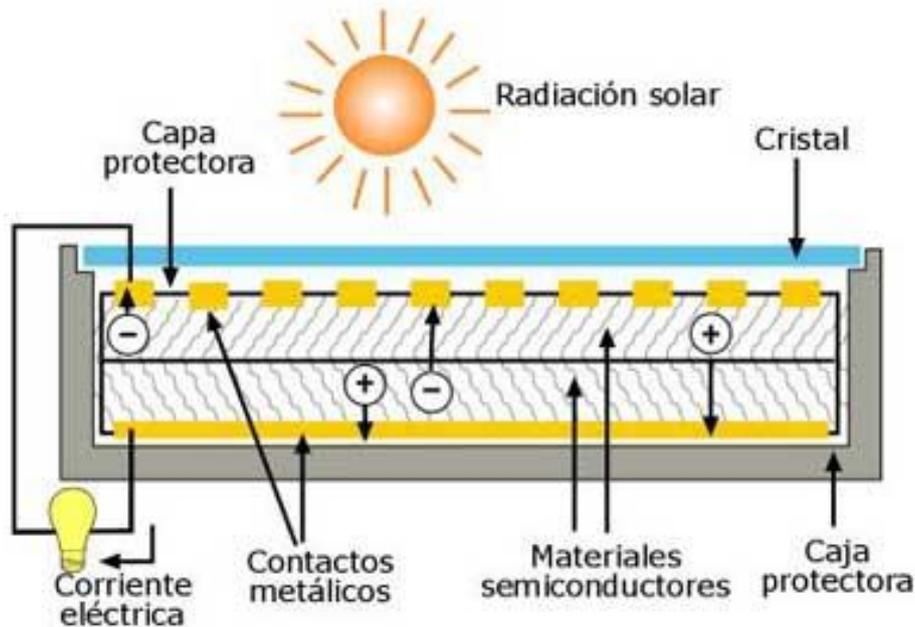


Fig. 2.3: Estructura interna de una célula fotovoltaica.

Estos fotones son de diferentes energías, cada una corresponde a las diferentes longitudes de onda que componen el espectro solar. Cuando los fotones inciden sobre una célula fotovoltaica, pueden ser reflejados o absorbidos, o pueden pasar a través de ella. Únicamente los fotones absorbidos pueden generar electricidad.

Una vez es absorbido, la energía del fotón se transfiere a un electrón del átomo de la célula. Con esta nueva energía, el electrón es capaz de escapar de su posición normal asociada a un átomo para formar parte de una corriente en un circuito eléctrico.

Las células donde tienen lugar esta sucesión de procesos, están hechas de materiales semiconductores, normalmente silicio. Los semiconductores son especialmente tratados para formar dos capas diferentemente dopadas, a las que denominaremos semiconductor de tipo p (por tener predominancia de portadores de carga positivos), y semiconductores de tipo n (por tener predominancia de portadores de carga negativos); las cuales forman un campo eléctrico, dando lugar a una cara positiva y otra negativa. Así pues, en el momento en que la luz del sol incide en la célula se liberan electrones que son separados por el campo eléctrico, dando lugar a dicha corriente eléctrica.

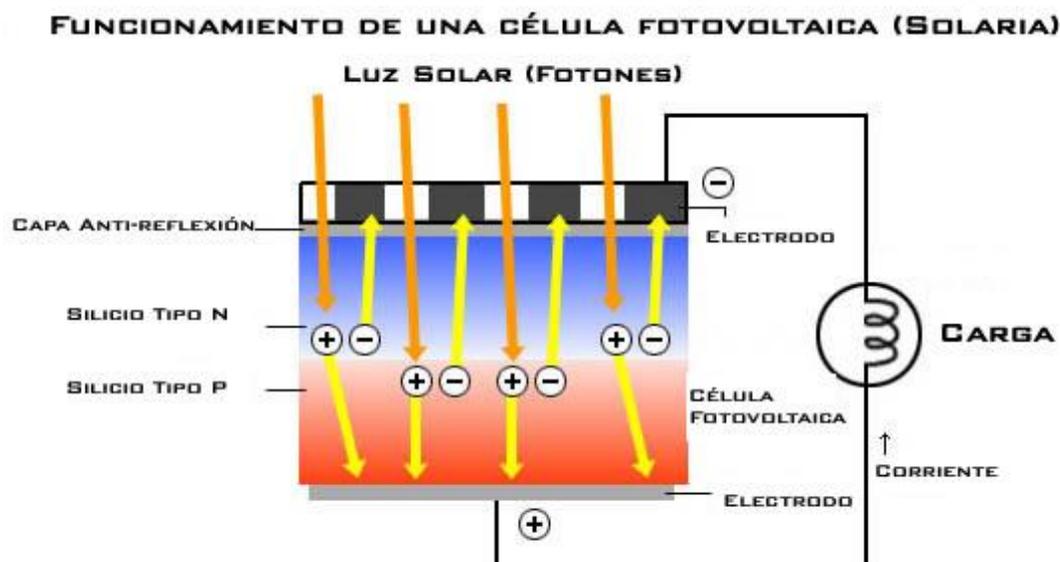


Fig. 2.4: Proceso de funcionamiento de una célula fotovoltaica.

Estas células solares pueden estar conectadas entre sí en serie (string) o en paralelo, con el objetivo de conseguir el voltaje adecuado para su utilización. Cuando las células se asocian en serie, circula la misma corriente a través de ellas, y la tensión resultante es la suma de los voltajes de cada una; mientras que cuando se conectan en paralelo, por el contrario, se suman las corrientes para cada valor de tensión.

La proporción de luz solar que la célula convierte en energía eléctrica es fundamental en los dispositivos fotovoltaicos, ya que el aumento del rendimiento hace que la energía solar sea una energía más competitiva con otras fuentes.

El elemento base de la fabricación de estas células fotovoltaicas es el silicio, muy abundante en la corteza terrestre. Se obtiene a partir de la fundición de rocas ricas en cuarzo. Una vez fundidas se inicia la cristalización. El proceso de corte es muy importante ya que puede suponer pérdidas de hasta el 50% del material. Tras el proceso de corte se procede al decapado, que consiste en eliminar las irregularidades y defectos debidos al corte, así como los restos de polvo o virutas que pudiera haber. Una vez limpiada, se le realiza un tratamiento anti reflectante para obtener una superficie que absorba más eficientemente la radiación solar. Como las obleas de silicio suelen ser de tipo p (dopadas con boro), la unión p-n se hace por difusión de dopante tipo n (normalmente fósforo) en la cara frontal de la oblea. Antes de realizar esta difusión, el dopante tipo n ha de ser depositado en su superficie. Una vez formada la unión p-n, se procede a la formación de los contactos metálicos posteriores y frontales, formando así una zona de aislamiento entra las zonas p y n. Finalmente, se forma la unión p-p+ en la parte posterior, necesaria para la configuración del campo eléctrico, el cual tiene como objetivo disminuir la recombinación de portadores minoritarios en la superficie posterior.

Las obleas utilizadas en la industria fotovoltaica para la creación de estas células solares, se obtienen mediante métodos de cristalización del silicio. En estos procesos de cristalización se logra en unos casos monocristales, dando lugar al silicio monocristalino, mientras que en otros el resultado es un conglomerado de cristales conocido como silicio policristalino.



Fig. 2.5: Esquema del proceso de obtención del silicio monocristalino (arriba) y policristalino (abajo).

En el silicio monocristalino, la estructura atómica del material es uniforme ya que su estructura completa ha sido originada a partir de un único cristal. Esta uniformidad es ideal para la transferencia de electrones a través del material de un modo eficiente, ya que la red cristalina es la misma en todo el material y tiene muy pocas imperfecciones. El proceso de cristalización es complicado y costoso, pero sin embargo, es el que proporciona mayor eficiencia en la conversión eléctrica.

En el caso del silicio policristalino, el proceso de cristalización no es tan cuidadoso ya que está formado por un conglomerado de estructuras cristalinas en cuyas uniones o fronteras de grano se impide el paso de los electrones durante los procesos recombinantes. Su proceso de fabricación es mucho más barato y los rendimientos de los dispositivos comerciales se acercan bastante a los del silicio monocristalino.

También cabe destacar el silicio amorfo. Un material en el que los átomos no están situados en ningún orden especial, ya que poseen una estructura cristalina no definida que contiene un gran número de defectos tanto de estructura como de enlaces. Estas condiciones resultan inaceptables para su utilización en este campo, pero si se deposita de tal modo que contenga una pequeña cantidad de hidrógeno, se consigue saturar los enlaces rotos, permitiendo aumentar el tiempo de vida de los portadores. Su coeficiente de absorción es unas 40 veces mayor que el del silicio monocristalino. Este factor junto con el hecho de que se puede producir a bajas temperaturas y puede ser depositado en sustratos de baja calidad influye en el bajo coste de fabricación, mucho más barato que el silicio monocristalino o policristalino. Como desventaja cabe destacar la degradación en potencia continuada sufrida durante el tiempo de operación de la célula fotovoltaica.

En la siguiente tabla podemos observar los rendimientos aproximados de los diferentes tipos de silicio.

<i>Eficiencia</i>	
<i>Silicio monocristalino</i>	13-15%
<i>Silicio policristalino</i>	11%
<i>Silicio amorfo</i>	7%

Tabla 2.2: Porcentajes de eficiencia de distintos tipos de silicio.

Para hacer posible el manejo práctico del conjunto de células fotovoltaicas creadas, estas se presentan asociadas eléctricamente entre sí, encapsuladas y protegidas de las condiciones medioambientales en un bloque llamado panel o módulo fotovoltaico, el cual constituye el elemento básico de la producción de electricidad fotovoltaica.

Estos módulos están compuestos por dos tiras de cobre estañadas soldadas en su superficie frontal, por las cuales conducirá la corriente hacia el exterior. La corriente generada es recogida por los colectores colocados en la rejilla frontal de la célula. Mediante la unión de las dos tiras de la cara frontal de la célula con la cara posterior de la siguiente, se producirá una interconexión, ya sea en paralelo o en serie, de las células que componen dicho módulo. Seguidamente, mediante un proceso de laminación se logra formar un todo compuesto por las capas de los distintos materiales adheridos entre sí. Finalmente, se procede a la colocación de la caja de conexiones compuesta por tres terminales: positivo, negativo y otro que sale de un punto medio. Entre estos tres terminales se colocan los diodos de protección by-pass que previenen la formación de puntos calientes.

La potencia eléctrica final de nuestros módulos dependerá de su área activa, del número de células, de su interconexión eléctrica (serie o paralelo) y por supuesto de las condiciones de irradiancia y temperatura a las que el módulo se encuentre expuesto.

Dentro del mercado fotovoltaico, se puede encontrar módulos de diferentes tamaños y formas, y pueden estar hechos de diferentes materiales. Normalmente, un módulo fotovoltaico está formado por unas 36 células, teniendo diferentes medidas que oscilan desde el 0,5 m² hasta 1 m², el grosor también oscila entre 3,5 cm y 5 cm. Cada célula fotovoltaica típica de 100 cm² puede producir en torno a 1,5 W (0,5 V y 3 A). La potencia de los módulos actuales está entre los 80-300 W.

El propósito de la estructura del módulo fotovoltaico es proporcionar un soporte rígido que proteja las interconexiones de las células del medioambiente. Los terminales positivo y negativo se encuentran en la caja de conexiones normalmente situada en la parte posterior del módulo. Al igual que en las células solares individuales, los módulos se podrán conectar tanto en paralelo (sumándose las corrientes para cada valor de tensión) como en serie (circulando la misma intensidad a través de ellos y siendo la tensión final la resultante de la suma de los voltajes de cada uno).

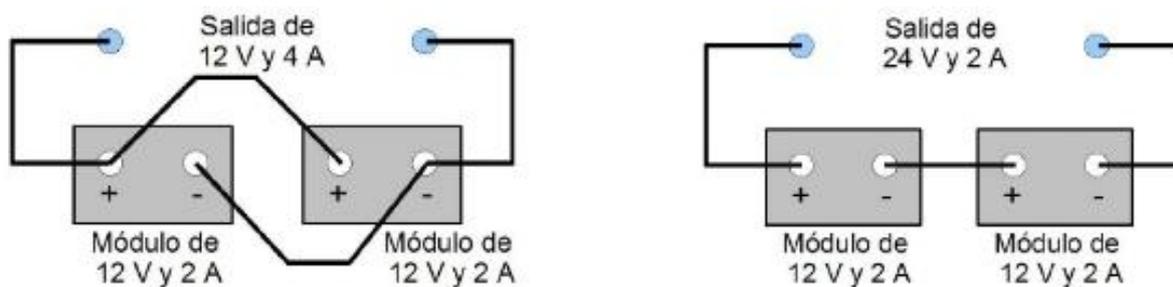


Fig. 2.6: Esquema de paneles conectados en paralelo (izquierda) y en serie (derecha).

Cada módulo estará compuesto por un marco de aluminio que le suministrará la rigidez necesaria para su manejo e instalación, ya sea en serie y/o paralelo con otros módulos, con el que podrá dar forma final al generador fotovoltaico.

La potencia de salida del módulo fotovoltaico estará determinada por los siguientes cuatro factores: el rendimiento de sus células fotovoltaicas, la resistencia de la carga (punto de trabajo en la curva I-V), la irradiancia solar y la temperatura de las células.

Para poder terminar de entender el funcionamiento, tanto de una célula como de un módulo solar, es conveniente definir los siguientes parámetros de funcionamiento:

- Intensidad de cortocircuito, I_{sc} : Es la intensidad de la corriente eléctrica que se obtiene de la célula cuando, en ausencia de cargas externas y tras haber sido cortocircuitada en sus terminales, la tensión entre bornes es nula. Constituye la máxima corriente que puede obtenerse. Su valor típico es de decenas de miliamperio ($\sim 10-40$ mA) por centímetro cuadrado de célula.
- Tensión en circuito abierto, V_{oc} : Es la tensión para la que los procesos de recombinación igualan a los de generación y por lo tanto, la corriente extraída de la célula es nula. Constituye la máxima tensión que puede obtenerse de la célula, cuando no hay conectado ningún consumo y la intensidad que circula es nula. En dispositivos de silicio de tipo medio se sitúa en torno a 0,6 V mientras que en las de GaAs, alrededor de 1 V.
- Potencia máxima o Potencia Pico, P : La potencia que se extrae de la célula viene dada por el producto de corriente y tensión, $I \cdot V$. Se observa que tanto en cortocircuito como en circuito abierto la potencia generada es nula. Como se indica en la siguiente figura, existe un punto de operación (I_p , V_p) en el cual la potencia disipada en la carga es máxima, éste es conocido como el punto de máxima potencia. El producto $I_p \cdot V_p$ que corresponde a la máxima potencia, se representa en la figura mediante las líneas punteadas. En resumen, la potencia máxima o pico, P , es la potencia máxima que puede generar una célula fotovoltaica bajo unas condiciones estándar de la radiación incidente, y se obtiene como el producto de la tensión pico y de la intensidad pico:

$$P = I_p \times V_p$$

siendo la intensidad pico, I_p , y la tensión pico, V_p , los valores de la intensidad y la tensión para los cuales la potencia suministrada por la célula alcanza el valor máximo posible, en unas condiciones normalizadas.

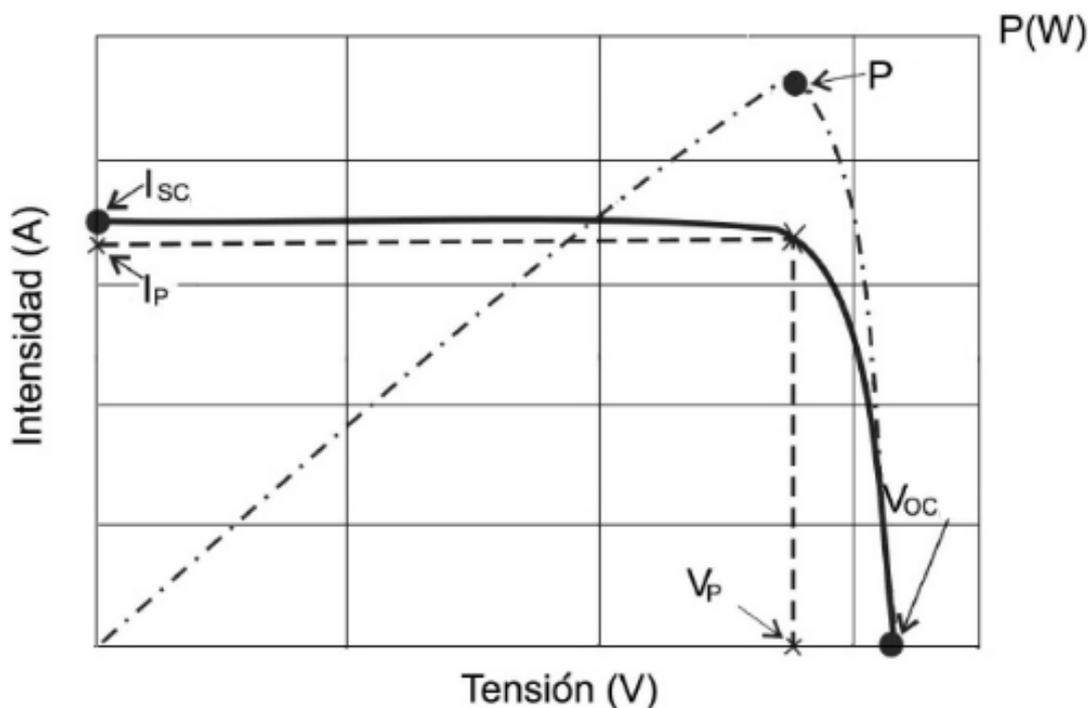


Fig. 2.7: Curva característica V-I de una célula solar.

Durante la lectura del proyecto se podrá ver que para referirnos a valores de dimensionamiento y energía utilizaremos las siguientes unidades, las cuales conviene explicar brevemente:

- Hora solar pico: se define como la cantidad de horas de sol con una intensidad de radiación de 1000 W/m^2 , que incide sobre la superficie del módulo solar.
- Watio pico: se define como la máxima potencia que puede recibir un panel o módulo fotovoltaico y coincide con una intensidad de radiación constante de 1000 W/m^2 o 100 mW/cm^2 a una temperatura de $25 \text{ }^\circ\text{C}$.

2.5 RADIACIÓN SOLAR

En el apartado anterior hemos podido observar la importancia que tiene el Sol en la producción de la energía fotovoltaica. Por lo tanto, conviene realizar un breve apartado donde poder resumir algunas de las principales características y parámetros del Sol. Estos serán determinantes, tanto para poder conocer la energía de la que disponemos durante un intervalo de tiempo, como para el análisis del comportamiento que este ejerce sobre nuestros distintos componentes instalados.

Dado que en la vida cotidiana las células solares no operan bajo las condiciones de certificación estándar, los dos parámetros que mayor influencia tendrán sobre la curva I-V de una célula fotovoltaica serán la irradiancia y la temperatura de funcionamiento.

En las siguientes imágenes podemos ver cómo afectan estos dos parámetros a la curva característica:

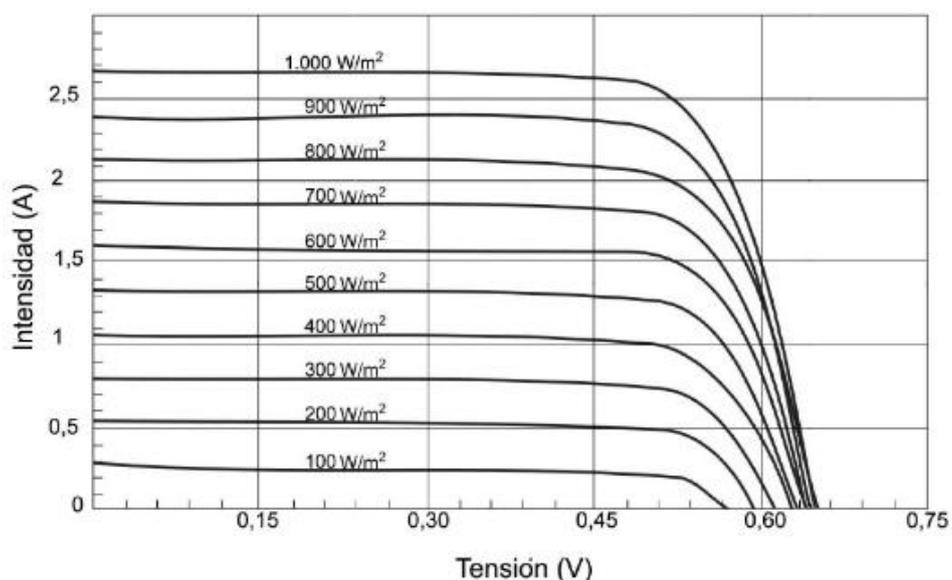


Fig. 2.8: Dependencia de las curvas V-I de una célula solar con la irradiancia solar.

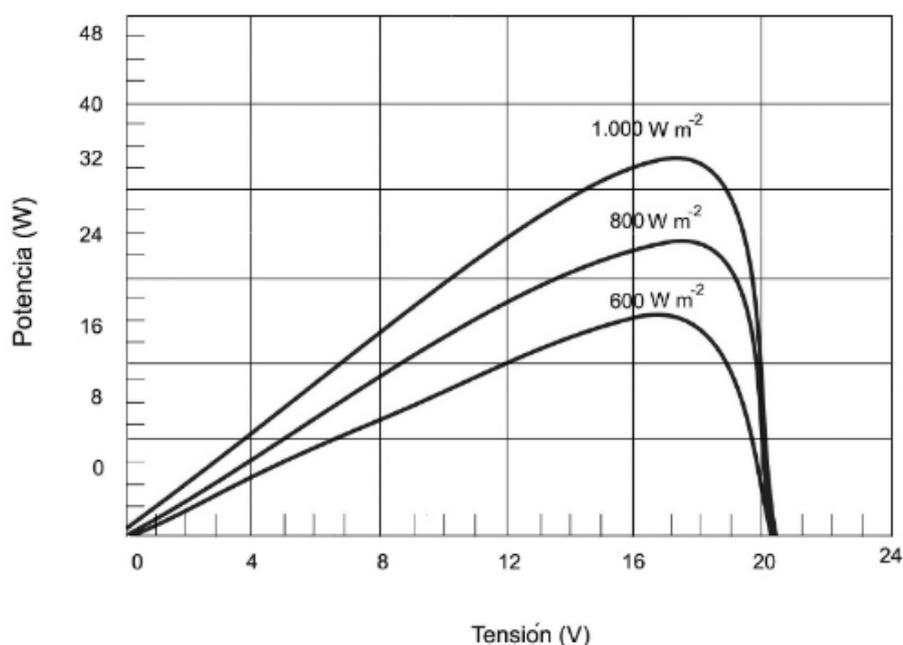


Fig. 2.9: Variación de la curva característica P-V de una célula solar con la irradiancia solar.

Para poder efectuar el diseño de una instalación solar fotovoltaica necesitamos saber los valores aproximados de radiación anual en el lugar en el cual va a estar localizada nuestra instalación. Estos datos pueden ser consultados en las distintas tablas de radiación solar que existen para cada provincia, las cuales son actualizadas y elaboradas cada cierto intervalo de tiempo por los institutos de energía.

Por lo tanto, hay que tener en cuenta para el diseño de la presente instalación fotovoltaica, factores tales como la cantidad de energía proveniente del Sol que absorbe nuestra superficie, o radiación solar, y la demanda diaria de energía que necesitaremos en nuestro caso. La elección

de los datos de radiación solar dependerá directamente de la situación de la instalación, así como de las condiciones meteorológicas predominantes y particulares de cada lugar.

Esta radiación solar se puede definir, como el flujo de energía que recibimos del Sol en forma de ondas electromagnéticas de diferentes frecuencias (las cuales se manifiestan como luz visible, infrarroja y ultravioleta). En función de cómo reciben la radiación solar los objetos situados en la superficie terrestre, en nuestro caso los paneles solares, se puede distinguir entre estos tipos de radiación:

- Radiación directa: aquella que llega directamente del Sol sin haber sufrido cambio alguno en su dirección. Este tipo de radiación se caracteriza por proyectar una sombra definida de los objetos opacos que la interceptan.
- Radiación difusa: parte de la radiación que atraviesa la atmósfera es reflejada por las nubes o absorbida por éstas. Esta radiación, que se denomina difusa, va en todas direcciones como consecuencia de las reflexiones y absorciones, no sólo de las nubes sino de las partículas de polvo atmosférico, montañas, árboles, edificio, el propio suelo, etc. Se caracteriza por no producir sombra alguna respecto de los objetos opacos interpuestos. Las superficies horizontales, al contrario que las verticales, son las que más radiación difusa reciben.
- Radiación reflejada: aquella que es reflejada por la superficie terrestre. La cantidad de radiación depende del coeficiente de reflexión de la superficie, también llamado albedo. Las superficies horizontales no reciben ninguna radiación reflejada, porque no ven ninguna superficie terrestre mientras que las superficies verticales son las que más radiación reflejada reciben.
- Radiación global: es la radiación total, resultante de la suma de las tres anteriores.

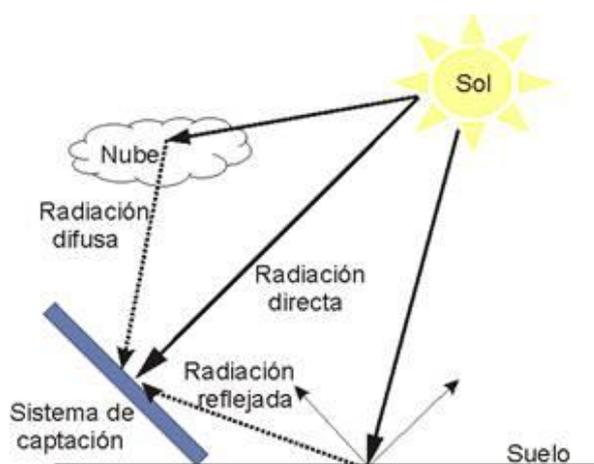


Fig. 2.10: Tipos de radiación que afectan a un panel solar.

Además de tener en cuenta los distintos tipos de radiaciones que afectan a nuestro módulo solar, es conveniente aclarar 3 aspectos que pueden modificar el valor final de nuestros recursos energéticos:

2.5.1 EL MOVIMIENTO DE LA TIERRA

El movimiento de la Tierra se puede explicar a grandes rasgos mediante dos tipos de movimientos:

- El movimiento de rotación: en el cual la Tierra gira sobre sí misma a lo largo de un eje imaginario denominado eje terrestre, el cual atraviesa sus polos. Este eje forma un ángulo de $23,5^\circ$ respecto a la normal de la eclíptica, línea curva que define el plano de giro de la Tierra en torno al Sol. Esto hace que el ángulo formado por la línea que une los centros del Sol y de la Tierra y el plano ecuatorial varíe continuamente. Este ángulo se conoce como declinación solar (δ) y supondremos que su valor permanece constante a lo largo de un día.
- El movimiento de traslación: es un movimiento en el cual la Tierra se mueve alrededor del Sol obedeciendo a las leyes de la gravitación universal. Describe una órbita elíptica en la que el Sol ocupa uno de los focos y rota a un ritmo de una vuelta por día en torno a su eje polar.

2.5.2 LA TRAYECTORIA DEL SOL

Los puntos del horizonte por donde sale y se pone el Sol varían constantemente en el transcurso de un año. El 21 de marzo fecha del equinoccio de primavera, el Sol sale por el Este y se pone por el Oeste. Al pasar los días, estos puntos van desplazándose hacia el Norte, primero rápidamente y luego lentamente, hasta el 21 de junio, fecha del solsticio de verano, en la cual el Sol alcanza su máxima altura.

A partir del 21 de junio, los puntos se alejan del Norte y se van acercando al Este y al Oeste, cuyas posiciones vuelven a ocupar el 22 o 23 de septiembre, equinoccio de otoño. Luego se van acercando al punto Sur, hasta el 22 de diciembre, día en que tiene lugar el solsticio de invierno, del cual se alejan después. Transcurrido un año, vuelven a coincidir los puntos Este y Oeste.

2.5.3 UNIDADES Y ÁNGULOS SOLARES

Para poder referirnos en términos de medida y unidades a la energía percibida por nuestra superficie receptora, conviene aclarar términos como irradiación e irradiancia, cuyas definiciones son ligeramente diferentes. El término irradiación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo, mientras que el término irradiancia se refiere a la potencia instantánea recibida. En términos de unidades la irradiancia se mide en W/m^2 , mientras que la irradiación en Wh/m^2 . La irradiación solar a lo largo de un día tendrá unidades de $Wh/m^2/día$.

La irradiancia proveniente del Sol que se recibe sobre una superficie perpendicular al Sol en el exterior de la atmósfera, puede considerarse como constante e igual a $1.267 W/m^2$. Como hemos visto anteriormente, debido a los movimientos de rotación y traslación de la tierra en torno al Sol y a los efectos de difusión de la atmósfera terrestre, la irradiancia recibida en la superficie terrestre presenta unas variaciones temporales bien definidas en unos casos (variación día/noche, verano/invierno) y estocásticas en otros (presencia de nubes).

En la siguiente tabla se puede observar, aparte de datos generales de irradiancia, algunos parámetros curiosos que conviene conocer para entender mejor la naturaleza del fenómeno de la radiación solar.

Radio	696.000 km
Distancia Tierra-Sol	149.500 km
Irradiancia que se emite desde la superficie del Sol	63.5000 kW/m ²
Irradiancia que alcanza la Tierra, constante solar	1.267 kW/m ²

Tabla 2.3: Datos numéricos de algunas características importantes del Sol.

La posición en que se encuentra la superficie captadora respecto de la incidencia de los rayos solares es de vital importancia para los cálculos realizados en los siguientes capítulos, por lo tanto, en la mayoría de aplicaciones se considera necesario determinar la posición del Sol en relación a una superficie inclinada un ángulo β , formado por la superficie con el plano horizontal) y la orientación representada por el ángulo acimut α , formado por las proyecciones sobre el plano horizontal de la normal a la superficie.

La localización del punto donde se encuentra las distintas superficies captadoras vendrá representado por la latitud en la que se ubica, esta es la distancia angular entre el ecuador y un punto determinado. Es considerada positiva en el hemisferio norte y negativa en el hemisferio sur; y por su longitud, distancia angular entre un punto dado de la superficie terrestre y el meridiano de Greenwich.

La situación del Sol puede ser expresada mediante un sistema de coordenadas esféricas fijo en un punto de la tierra, en el que el plano x-y coincide con el plano horizontal y el eje x está orientado hacia el ecuador del observador. Para ello conviene aclarar tres nuevos conceptos:

- Distancia cenital (θ_{zs}), formada por el ángulo creado por el vector Sol-Tierra con el eje z.
- Ángulo acimutal (ψ_s), formado por la proyección del vector Sol-Tierra sobre el plano x-y con el eje x.
- Altura solar (γ_s), distancia resultante de restar los 90° de la normal con la distancia cenital θ_{zs} .

Conocidos estos tres ángulos, la posición del Sol respecto de nuestra superficie receptora estará determinada.

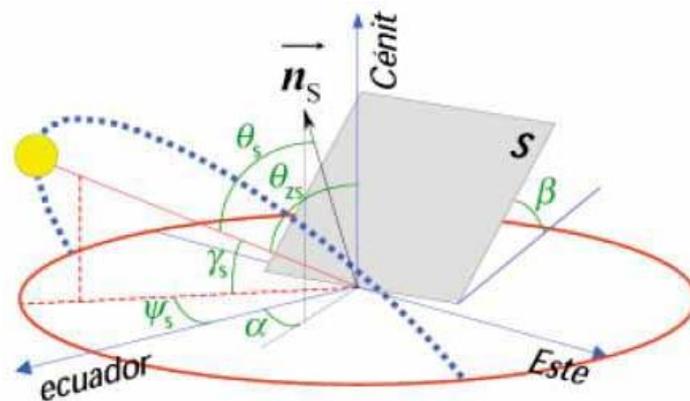


Fig. 2.11: Ángulos formados por el movimiento relativo creado por el sol y el panel solar.

Mediante relaciones elementales de trigonometría esférica basadas en los ángulos citados anteriormente, podremos obtener los valores de radiación, reales y estocásticos, que nos interesan tanto para superficies inclinadas como para superficies horizontales.

2.6 BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO

[1] Miguel Alonso Abella. *Sistemas fotovoltaicos*. Era Solar. 2005

[2] El Paso Solar Energy, <http://www.epsea.org>.

[3] El Portal de la Energía Solar, <http://www.solarweb.net>.

[4] Enciclopedia libre de la Energía solar, <http://www.solarpedia.es/index.php/Portada>.

[5] Wikipedia, <http://es.wikipedia.org>.

CAPÍTULO 3

ESTADO DEL ARTE DE LOS COMPONENTES PRINCIPALES

3.1 INTRODUCCIÓN

Como hemos visto en el capítulo anterior, existen dos formas de utilizar la energía eléctrica generada por energía fotovoltaica. En primer lugar nos encontramos con instalaciones aisladas de la red eléctrica, las cuales funcionan mediante el uso de baterías. Y en segundo lugar tenemos las instalaciones conectadas a una red de distribución eléctrica convencional, en las cuales, toda energía generada por nuestra instalación es enviada a la red eléctrica, la cual se encarga de distribuirla hasta el punto donde es demandada.

En este caso, la planta fotovoltaica del presente proyecto corresponde a esta segunda tipología. Por ello, este apartado está enfocado a ofrecer una visión general y comparativa de los diferentes aspectos y dispositivos a tener en cuenta para la implantación de una instalación conectada a red.

Los elementos estudiados, serán los siguientes:

- Módulo solar.
- Estructura fija.
- Seguidor solar.
- Inversor solar.

3.2 MÓDULO SOLAR

La elección del módulo fotovoltaico es uno de los factores más importante de todos, ya que es una pieza fundamental tanto para el dimensionamiento óptimo de la estructura, como para el resultado energético final de la instalación.

Para realizar la selección del módulo, debemos acudir a las hojas de características técnicas de las distintas empresas destinadas a la producción de estos elementos. A primera vista, podemos observar que los módulos solares están divididos principalmente en tres grandes grupos, según su materia de origen:

- Silicio monocristalino: es la tecnología de fabricación con mayor eficiencia energética de las tres opciones, pero a su vez es la alternativa más cara.
- Silicio policristalino: su eficiencia energética y precio es ligeramente menor que los módulos basados en el empleo de silicio monocristalino .
- Silicio amorfo: logra la peor eficiencia de los tres casos, pero es la opción más económica.

A pesar de tener también en cuenta los aspectos económicos, el objetivo principal del presente proyecto es la comparación de energía vertida por diversas técnicas de seguimiento solar. Por lo tanto, teniendo en cuenta estos aspectos, se ha optado por la elección del silicio policristalino, dada su relación eficiencia-precio.

Una vez escogida la naturaleza del cristal empleado, se procede al estudio comparativo de los diferentes módulos ofrecidos por las diferentes empresas. Para realizar la selección más adecuada a nuestras necesidades, iniciaremos el estudio de las diferentes hojas de características de cada casa. En estas, se encuentran contrastadas las diferentes propiedades del panel solar. Los siguientes valores están realizados en condiciones de una prueba estándar (radiación 1kW/m^2 y T^a de célula de $25\text{ }^\circ\text{C}$).

	<i>Aleo</i>	<i>Algatec</i>	<i>Atersa</i>	<i>Asola</i>	<i>Axitec</i>	<i>Zytech</i>
<i>Potencia de salida</i>	230 Wp	230 Wp	230 Wp	230 Wp	230 Wp	230 Wp
<i>Tolerancia en la potencia de salida</i>	3 %	3 %	3 %	2,2 %	3 %	5 %
<i>Eficiencia del módulo</i>	14 %	13,8 %	14,1 %	14 %	13,87 %	14 %
<i>Tensión máxima Vmpp</i>	29,1 V	29,7 V	30,2 V	30 V	29,75 V	30,48 V
<i>Corriente máxima Impp</i>	7,9 A	7,8 A	7,62 A	7,57 A	7,74 A	7,55 A
<i>Tensión de circuito abierto Voc</i>	36,6 V	36,85 V	37,4 V	37,11 V	36,82 V	36,48 V
<i>Corriente de cortocircuito Isc</i>	8,44 A	8,35 A	8,12 A	8,08 A	8,28 A	7,94 A
<i>Máximo voltaje del sistema</i>	1000 V	1000 V	1000 V	1000 V	930 V	1000 V

Tabla 3.1: Estudio comparativo de diferentes marcas de módulos solares.

La potencia final escogida ha sido de 230 Wp. Se ha considerado esta gama de alta potencia la más adecuada para poder diseñar la presente instalación de 500 kW, ya que más potencia por panel significa menos paneles por instalación, lo que permite ahorrar tanto tiempo de mano de obra destinada a su configuración como dinero.

El subíndice “mpp” indica que los valores resultantes son obtenidos cuando se encuentran en el punto de máxima potencia.

Se puede observar que los valores de tensión e intensidad son bastante semejantes, esto se debe a que los seis módulos poseen la misma potencia. Elegir un módulo con mayor o menor intensidad y tensión, afectará al cálculo del número final de placas conectadas en serie o paralelo.

En este caso, he considerado primordial fijarse en la eficiencia del módulo, la cual nos va a indicar que cantidad final de energía eléctrica es producida a partir de la recibida en forma de irradiación. Por lo cual, el que mejor se ajusta a nuestra instalación es el modelo fabricado por la casa ATERSA. También he tenido en cuenta en la elección final que el fabricante sea una casa española, ya que ahorra tiempos de espera y aminora problemas en caso de cualquier avería técnica.

3.3 ESTRUCTURA FIJA

Dentro de las cinco tecnologías analizadas, la estructura fija, como su propio nombre indica, es aquella que no puede variar su posición en torno al movimiento que ejerce la Tierra alrededor del Sol durante el día. Se trata de un tipo de montaje que tiene la ventaja de ser más sencillo que los demás, en el cual es de vital importancia el criterio de selección seguido para la elección del ángulo óptimo que garantice su máxima producción energética.

En este caso, para diseñar la estructura de la instalación fija y la del seguidor a un eje horizontal Este-Oeste se ha optado por basarse en una estructura básica con medidas que se ajusten al número de paneles utilizados y a su modo de conexión final.

Por ello, se ha diseñado un sistema por instalación que consta de cuatro filas de 53,5 metros de largo y 3,29 metros de ancho que contiene 108 módulos solares; y una quinta fila de 35,64 metros de largo y 3,29 metros de ancho que contiene 72 módulos solares.

3.4 SEGUIDORES SOLARES

La función de un seguidor solar es aumentar la producción de los paneles fotovoltaicos por medio de sistemas eléctricos y electrónicos que sigan la trayectoria del Sol como lo haría un girasol, permaneciendo el mayor tiempo con su superficie receptora perpendicular a la trayectoria de los rayos emitidos por el Sol, captando de este modo la máxima radiación solar durante el mayor intervalo de tiempo posible.

Este tipo de tecnología se debe al intento de disminuir el coste de la energía producida. Esto es posible gracias al abaratamiento cada vez mayor de los elementos mecánicos y electrónicos que entran a formar parte del sistema de seguimiento, así como a la construcción de sistemas relativamente sencillos cuyo mantenimiento es mínimo.

Como hemos adelantado en el primer capítulo, nuestra instalación estará compuesta por las cuatro tecnologías siguientes en materia de seguimiento solar:

3.4.1 SEGUIDOR DE DOS EJES

Estos seguidores permiten la libertad total de movimiento, por lo que la superficie colectora puede mantenerse de forma continua perpendicularmente a los rayos del Sol, lo que asegura la máxima captación de energía. Haciendo que el ángulo de incidencia sea mínimo se obtiene que la inclinación de la superficie ha de ser igual al ángulo cenital del Sol y su orientación ha de ser igual al acimut solar, esto es el ángulo de inclinación de la superficie es igual al ángulo cenital del Sol y el acimut de la superficie es igual al acimut del sol.

La superficie gira sobre un eje vertical siguiendo al Sol y sobre un eje horizontal buscando el ángulo óptimo de incidencia, manteniéndose perpendicular al Sol.

$$\cos \theta_s = 1$$

$$\beta = \theta_{zs}$$

$$\alpha = \psi_s$$

Donde:

- θ_s : ángulo de incidencia de los rayos del sol para una superficie arbitrariamente inclinada y orientada.
- β : inclinación de la superficie respecto al plano horizontal (ángulo entre la superficie y el plano horizontal).
- θ_{zs} : ángulo cenital.
- ψ_s : acimut solar (cero al sur y positivo al este).
- α : ángulo de acimut de la superficie o ángulo de orientación.



Fig. 3.1: Movimiento de un seguidor de dos ejes.

3.4.2 SEGUIDOR DE UN EJE POLAR

Una de las dos configuraciones más utilizadas es el seguimiento con el eje inclinado un ángulo igual a la latitud local, también denominado seguimiento polar. De esta forma el eje de rotación del sistema es paralelo al eje de la tierra. El seguimiento polar consigue aproximadamente un 96% de captación, comparado con el sistema de dos ejes. Se realiza un ajuste continuo para minimizar el ángulo de incidencia.

Su superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud, el giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de de giro es de 15 ° por hora.

$$\cos \theta_s = \cos \delta$$

La pendiente de la superficie respecto de la horizontal varía continuamente y viene dada por:

$$\tan \beta = \frac{\tan \phi}{\cos \alpha}$$

Donde el ángulo acimutal de la superficie, α , viene dado por:

$$\alpha = \tan^{-1} \frac{\sin \theta_{zs} \sin \psi_s}{\cos \theta' \sin \phi} + 180 C_1 C_2$$

Donde:

$$\cos \theta' = \cos \theta_{zs} \cos \phi + \sin \theta_z \sin \phi$$

$$C_1 = 0 \text{ si } \left(\tan^{-1} \frac{\sin \theta_{zs} \sin \psi_s}{\cos \theta' \sin \phi} \right) + \psi_s = 0$$

$$C_1 = 1 \text{ en otro caso}$$

$$C_2 = 1 \text{ si } \psi_s \geq 0$$

$$C_2 = -1 \text{ si } \psi_s < 0$$



Fig. 3.2: Movimiento de un seguidor de un eje polar.

3.4.3 SEGUIDOR EN UN EJE ESTE-OESTE HORIZONTAL

La superficie gira mediante un eje horizontal orientado en dirección este-oeste. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol.

En este caso el ángulo de acimut de la superficie cambiará entre 0° cuando el ángulo acimutal del Sol pase por $\pm 90^\circ$:

$$\alpha = 0 \text{ si } \psi_s < \frac{\pi}{2}$$

$$\alpha = \pi \text{ si } \psi_s > \frac{\pi}{2}$$

$$\cos \theta_s = \sqrt{1 - \cos^2 \delta \sin^2 \omega} = \cos \delta \sqrt{\cos^2 \omega + \tan^2 \delta}$$

$$\tan \beta = \frac{\cos \delta \sin \phi \cos \omega - \sin \delta \cos \phi}{\cos \delta \cos \omega \cos \phi + \sin \delta \sin \phi} = \tan \theta_{zs} |\cos \psi_s|$$

Donde:

- θ_s : ángulo de incidencia de los rayos del sol para una superficie arbitrariamente inclinada y orientada.
- ω : ángulo horario (cero al mediodía, positivo por la mañana y negativo por la tarde).
- δ : declinación.
- β : inclinación de la superficie respecto al plano horizontal (ángulo entre la superficie y el plano horizontal).
- θ_{zs} : ángulo cenital.
- ψ_s : acimut solar (cero al sur y positivo al este).
- α : ángulo de acimut de la superficie o ángulo de orientación.
- ϕ : latitud geográfica (positiva hacia el norte).



Fig. 3.3: Movimiento de un eje este-oeste horizontal.

3.4.4 SEGUIDOR ACIMUTAL.

La superficie gira sobre un eje vertical, el ángulo de la superficie es constante e igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano local que contiene al Sol. La velocidad de giro es variable a lo largo del día.

En este caso la inclinación de la superficie, β , es constante y el acimut de la superficie es igual al acimut del sol.

$$\beta = cte$$

$$\alpha = \psi_s$$

$$\cos \theta_s = \cos \theta_{zs} \cos \beta + \sin \theta_{zs} \sin \beta$$

Donde:

- θ_s : ángulo de incidencia de los rayos del sol para una superficie arbitrariamente inclinada y orientada.
- β : inclinación de la superficie respecto al plano horizontal (ángulo entre la superficie y el plano horizontal).
- θ_{zs} : ángulo cenital.
- ψ_s : acimut solar (cero al sur y positivo al este).
- α : ángulo de acimut de la superficie o ángulo de orientación.

Una vez explicado el funcionamiento de las tecnologías de seguimiento solar a utilizar en la presente instalación, se procede al estudio comparativo de las diferentes estructuras de seguimiento ofrecidas por las distintas empresas. Para ello, acudiremos como en el caso anterior, a las hojas de características técnicas de diferentes casas destinadas a la construcción de estas estructuras. La siguiente tabla recoge los parámetros más significantes de estas construcciones.

	ADES	MECASOLAR	SHS SOLAR	SENDEKIA	MECAPISA
<i>Superficie máxima de módulos</i>	hasta 229 m ²	90 m ²	345 m ²	100 m ²	112 m ²
<i>Ángulo de inclinación regulable</i>	40 °	60 °	70 °	40 °	35 °
<i>Acimut mínimo</i>	-125 °	-120 °	-55 °	-120 °	-90 °
<i>Acimut máximo</i>	125 °	120 °	55 °	120 °	90 °
<i>Sistema de tracción</i>	Pinza tractora hidráulica	-	-	-	-

Tabla 3.2: Estudio comparativo de diferentes marcas de seguidores solares.

Para la elección adecuada de la estructura del seguidor solar he tenido sobre todo en cuenta factores como su:

- Dimensión: según los cálculos realizados, cada seguidor está formado por 126 módulos solares, por lo tanto interesa que las dimensiones del seguidor sean elevadas para la correcta instalación de estos.
- Ángulo regulable y de barrido acimutal: interesa que el intervalo de ángulo reclina y de barrido acimutal sea lo más elevado posible, para así poder aprovechar más tiempo la cantidad de irradiancia solar.

Viendo estas características y observando la información de cada uno en su hoja técnica, la elección ha sido la del seguidor ADES 5F-27M de la casa ADES. Se trata de un seguidor de “modelo bajo”, los cuales son de baja altura, conllevando así un menor impacto visual.

Los brazos y columnas del seguidor, están autoventilados lo que permite disipar el calor generado por los componentes de la máquina y hacer que la eficiencia y vida útil del panel fotovoltaico aumente. Al igual, cabe la posibilidad de poder alojar los inversores en estas columnas, disminuyendo así las infraestructuras de la instalación.

El centro de oscilación se sitúa ligeramente encima de su centro de gravedad, lo que consigue el aumento de la estabilidad del conjunto.

Los paneles están alineados en filas a diferentes niveles y a dos vertientes, ofreciendo así un mayor rendimiento de los paneles, los cuales trabajan a menor temperatura; presentando así una menor resistencia al viento, debido a la eliminación del efecto vela que suele producir los grandes vientos.

Su tecnología de seguimiento está basada en el cálculo astronómico programado y está integrado mediante código en tarjeta PLC estándar.

El funcionamiento del seguidor es completamente automático. Según los intervalos temporales, el motor mueve su posición siguiendo al sol. Comienza a funcionar a las 8:40 hora solar, y termina a las 15:30 hora solar. Fuera de este tiempo el motor está en estado de inactividad excepto en el momento en que el seguidor vuelve a su posición inicial.

3.5 INVERSORES

El inversor es una pieza fundamental del sistema fotovoltaico conectado a red, se trata de un dispositivo electrónico de potencia que se conecta directamente al generador fotovoltaico (en su parte DC) y a la red eléctrica (en su parte AC). Su objetivo es transformar la energía continua producida por el generador fotovoltaico en energía alterna, esta tiene que estar perfectamente sincronizada con la red existente, ya sea de alta, media o baja tensión.

Su funcionamiento está basado en puentes de interruptores de semiconductores de potencia con un ciclo controlado de apertura y cierre que generan ondas de pulsos variables (cuantos más pulsos, menor distorsión armónica y mayor proximidad a la onda pura senoidal).

Los inversores empleados en las aplicaciones fotovoltaicas se pueden agrupar o dividir en dos grandes categorías: los autoconmutados y los conmutados por la red. Los inversores autoconmutados pueden funcionar como fuente de corriente o como fuente de tensión, mientras que los conmutados por red sólo como fuente de corriente. Por ello los autoconmutados se pueden utilizar tanto en aplicaciones autónomas como en aplicaciones conectadas a la red eléctrica mientras que los conmutados por la red únicamente en aplicaciones conectadas a la red.

Entre otras cosas, nuestro inversor tiene que ser capaz de:

- Operar en un amplio rango de voltaje DC de entrada.
- Poseer autoprotecciones y seguridad hacia el usuario.
- Regular el voltaje y la frecuencia de salida.
- Proporcionar potencia AC a las cargas o a la red eléctrica con una determinada calidad de suministro.
- Realizar el seguimiento del punto de máxima potencia si están directamente conectados al generador fotovoltaico.
- Operar en un amplio rango de condiciones ambientales de temperatura y humedad relativa.
- Poseer interfaces con otros controles del sistema, o controlar el sistema.
- Satisfacer las necesidades de seguridad exigidas en la conexión a red.

Para optimizar el grado de aprovechamiento del generador deben seguir el punto de máxima potencia (mediante algoritmos que controlan la tensión de operación del generador fotovoltaico). Además deben trabajar con el máximo rendimiento, generando energía con una determinada calidad (baja distorsión armónica, elevado factor de potencia, bajas interferencias electromagnéticas) y también cumplir determinadas normas de seguridad (para personas, equipos y la red eléctrica).

Dentro de los requerimientos específicos de operación en conexión a red, el inversor fotovoltaico también ha de operar dentro de unos márgenes de tensión, frecuencia de salida y temperatura así como no afectar la distorsión armónica de la onda de tensión de la red, la cual ha de cumplir con la normativa vigente que requiere una distorsión armónica de la onda de corriente 5% para una distorsión armónica de la onda de tensión 2%. Habitualmente esta distorsión armónica total de la onda de corriente aumenta cuando disminuye la potencia de operación.

También es un requerimiento de la normativa el que los inversores de conexión a red dispongan de aislamiento galvánico entre la red y la instalación fotovoltaica. Este aislamiento galvánico puede ser mediante transformadores de baja frecuencia o mediante transformadores de alta frecuencia.

Otra de las funciones más importantes del inversor es la detección del funcionamiento en "isla". El efecto "isla" puede ser definido como una situación en la cual todo el sistema de potencia disperso continua suministrando potencia a la red de distribución, aún en el caso de que la potencia de la red haya sido cortada por fallo o mantenimiento. Esto es posible siempre que la potencia real reactiva sea igual a la producción y consumo entre las partes separadas de la red. Cuando la red de distribución pierde potencia, el sistema disperso debe detectar esta pérdida de potencia y desconectar inmediatamente el sistema, evitando así el fenómeno "isla", el cual además de peligroso puede ocasionar daños en la red.

Generalmente, una pérdida de potencia es detectada por bajo voltaje o sobrecorriente en los sistemas de relé. Sin embargo el efecto "isla" puede presentarse aún con estos parámetros de la red si la entrega de energía de los sistemas distribuidos se equilibra con la carga eléctrica de la línea. Cuando varios sistemas dispersos son conectados a una línea de distribución, la posibilidad de que se presente este fenómeno es más probable, que cuando son pocos los sistemas, debido a que la entrega de muchos sistemas aislados puede cambiar ampliamente para acoplarse a la carga conectada a la red. A mayor número de sistemas conectados, más difícil será la detección del comportamiento isla.

Este problema puede ser controlado mediante el inversor. Esta técnica involucra la detección del voltaje o de las variaciones de frecuencia, o un aumento de las armónicas o el monitoreo de la impedancia de la red, como hemos comentado anteriormente.

Dentro de los inversores destinados a la conexión en red, podemos encontrar tres distintas categorías:

- Inversores centrales: generalmente utilizados en grandes instalaciones fotovoltaicas de potencia mayor a 100 kWp, en las que el generador fotovoltaico se conecta en ramas en

paralelo y la conversión DC/AC está centralizada por un solo inversor. Actualmente, los inversores basados en tiristores, desarrollados en el pasado, están dando paso a los inversores basados en IGBT con control PWM (punto de máxima potencia) por microprocesador. Las ventajas de este tipo de instalación son que se tiene una estructura robusta, se puede obtener potencias de la planta hasta el rango de MW, el predominio de conexiones es en serie y hay un fácil alojamiento de las derivaciones de sobretensión en la caja de conexión del generador.

- Inversores tipo “string” o de cadena: basados en un concepto modular en el que varias ramas de un generador fotovoltaico se conectan a inversores en el rango de potencias de 1 a 3 kW. Habitualmente utilizados en sistemas fotovoltaicos integrados en edificios (aunque también puede ser aplicable a grandes centrales, superiores a potencias de 1 MWp). Sus ventajas a destacar, son que se obtiene un rendimiento superior al del tipo inversor central ya que tenemos un seguimiento del punto de máxima potencia individual por cadena, y que se puede prescindir de la caja de conexión del generador.
- Inversores multicadena: se utilizan con potencias entorno a los 5 kW y son una mezcla de los centrales por el lado de la alimentación y como varios inversores de cadena por el lado del generador. Están diseñados específicamente para las cadenas que tienen diferentes características.
- Inversores de pequeña potencia integrados en módulos fotovoltaicos para formar los denominados módulos AC.

Mientras que los inversores centralizados habitualmente disponen de aislamiento galvánico en baja frecuencia, los inversores string pueden disponer de aislamiento galvánico tanto en alta como en baja frecuencia. El rendimiento y su peso, vendrá determinado por el tipo de aislamiento galvánico, el cual suele ser del mismo orden para inversores de una misma potencia nominal de diferentes fabricantes.

La relación de potencia del inversor con respecto al generador debe estar entre 0.9-1. La potencia nominal del generador debe ser de hasta un 10 % mayor que la potencia nominal del inversor.

Su ubicación es muy importante y debe ser un espacio frío, normalmente se consigue mediante un ventilador ya que los que enfrían por convección se calientan mucho. Si la temperatura donde se encuentra el inversor es demasiado cálida perjudica gravemente al rendimiento de la instalación. La vida útil media de este componente está alrededor de los 20 años.

Los fabricantes proporcionan las características del inversor mediante sus hojas técnicas. Éstas nos sirven para poder comparar entre los distintos modelos y así poder diseñar mejor nuestra instalación. Dentro de estas hojas podemos encontrar parámetros comunes como el rango de potencia, tensión y corriente máxima que no podrá ser superado para no dañar el equipo, así como los valores de funcionamiento como la frecuencia y tensión nominal.

A parte de estos valores, deberemos prestar especial atención a los siguientes conceptos que conviene explicar detenidamente:

- Eficiencia máxima: es la mayor eficiencia que puede alcanzar el inversor en condiciones de potencia, tensión y temperatura nominales.
- Eficiencia europea: puesto que el inversor trabaja muy poco tiempo en las condiciones nominales, se utiliza este parámetro para poder expresar la media de las eficiencias a diferentes potencias de trabajo, dando mayor peso a las eficiencias en las que se suele encontrar más tiempo el inversor fotovoltaico. El valor final se puede expresar mediante la siguiente fórmula.

$$\eta_{euro} = 0.03 \times \eta(5\%) + 0.06 \times \eta(10\%) + 0.13 \times \eta(20\%) + 0.1 \times \eta(30\%) + 0.48 \times \eta(50\%) + 0.2 \times \eta(100\%)$$

, donde el índice del porcentaje indica cual es el rendimiento a una potencia de trabajo con dicho porcentaje respecto al máximo. Este parámetro permite comparar rendimientos bajo condiciones de insolación europeas.

- Rango de temperaturas de funcionamiento: es la temperatura máxima a la que puede estar sometido el inversor para que trabaje en el punto de máxima potencia. Con las elevadas temperaturas que pueden alcanzarse en la península, es preferible que este valor sea alto.
- Grado de protección IP: indica la protección del aparato frente a la entrada de elementos peligrosos (primera cifra) y a partículas de agua (segunda cifra).

A continuación se muestran unas tablas comparativas de diferentes modelos de inversores fotovoltaicos disponibles en el mercado, tanto de 25 kW como de 100 kW:

INVERSORES DE 25 kW	Ingecon Sun 25	Jema IF 25	Riello 25 kW	Aeg 25 kW
<i>Entrada DC</i>				
<i>Rango potencia campo FV recomendado</i>	29-33 kWp	25-26 kWp	20-30 kWp	25-28 kWp
<i>Rango de tensión MPP</i>	405-750 V	410-750 V	330-700 V	300-800 V
<i>Tensión máxima</i>	900 V	900 V	800 V	800 V
<i>Corriente máxima</i>	57 A	75 A	59 A	13 A
<i>Nº entradas</i>	10	-	1	6
<i>Salida AC</i>				
<i>Potencia nominal</i>	25 kW	25 kW	25 kW	25 kW
<i>Potencia máxima</i>	27,5 kW	26 kW	28 kW	25 kW
<i>Corriente máxima</i>	50 A	39 A	46 A	19 A
<i>Tensión nominal</i>	400 V	400 V	400 V	400 V
<i>Frecuencia nominal</i>	50-60 Hz	49-51 Hz	47-52 Hz	50 Hz
<i>Coseno Phi</i>	1	0,9	0,99	0,99
<i>Distorsión armónica</i>	<3% %	<3% %	<3% %	<3% %
<i>Eficiencia máxima</i>	95,6 %	95,1 %	95,5 %	95,4 %
<i>Euroeficiencia</i>	94,5 %	- %	94,3 %	94,2 %
<i>Temperatura de funcionamiento</i>	-10 a 65 °C	-5 a 45 °C	-20 a 70 °C	-20 a 55 °C
<i>Grado de protección</i>	IP 54	IP 20	IP 20	IP20

Tabla 3.3: Estudio comparativo de diferentes marcas de inversores solares de 25 kW.

INVERSORES DE 100 kW	Jema 100 kW	Lti 100 kW	Ingecon Sun 100 kW	Exendis 100 kW
<i>Entrada DC</i>				
<i>Rango potencia campo FV recomendado</i>	- kWp	- kWp	115-130 kWp	- kWp
<i>Rango de tensión MPP</i>	410-750 V	450-850 V	405-750 V	460-800 V
<i>Tensión máxima</i>	900 V	900 V	900 V	800 V
<i>Corriente máxima</i>	250 A	250 A	286 A	250 A
<i>Nº entradas</i>	1	1	4	-
<i>Salida AC</i>				
<i>Potencia nominal</i>	100 kW	100 kW	100 kW	100 kW
<i>Potencia máxima</i>	105 kW	105 kW	110 kW	105 kW
<i>Corriente máxima</i>	152 A	160 A	161 A	1 A
<i>Tensión nominal</i>	400 V	400 V	400 V	450 V
<i>Frecuencia nominal</i>	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz	50/60 Hz
<i>Coseno Phi</i>	1	0,999	1	0,999
<i>Distorsión armónica</i>	<3 %	<3 %	<3 %	<3 %
<i>Eficiencia máxima</i>	96,2 %	96 %	96,8 %	95 %
<i>Euroeficiencia</i>	95,1 %	95 %	95,7 %	91,5 %
<i>Temperatura de funcionamiento</i>	-5 a 45 °C	-20 a 40 °C	-10 a 65 °C	-10 a 40 °C
<i>Grado de protección</i>	IP 20	IP 42	IP 20	-

Tabla 3.4: Estudio comparativo de diferentes marcas de inversores solares de 100 kW.

Como se puede observar, los valores nominales de las distintas marcas son, en la mayoría, muy parecidos. Interesa que el rango de tensiones MPP sea amplio, ya que eso nos permitirá poder configurar mejor el número final de paneles solares utilizados, al igual que su tipo de conexión, ya sea en serie o paralelo. Otro factor importante, además de los comentados anteriormente, será su eficiencia máxima y europea.

La marca Ingecon Sun, tanto para 25 kW como 100 kW, posee los mayores rendimientos, además de tener la hoja de características más completa de las cuatro opciones.

Ésta familia de inversores está equipada con un avanzado sistema de seguimiento del punto de máxima potencia para así poder extraer la máxima energía de la instalación fotovoltaica. No requiere de elementos adicionales y permite su desconexión manual de la red. También posee aislamiento galvánico, el cual es indicado en la normativa como elemento obligatorio.

Para la instalación de estructuras fijas y eje horizontal se ha optado por un sólo inversor de 100 kW, mientras que para la instalación de seguidor a dos ejes, eje polar y eje vertical se ha instalado un inversor de 25 kW por cada seguidor utilizado. Ambos sistemas de conexión tienen ventajas y desventajas. La instalación de un inversor por cada seguidor consigue un mayor rendimiento global en la placa, produce menos problemas en caso de avería del inversor y utiliza menos cable; pero también hay que destacar que con el inversor central, la inversión inicial es menor y el mantenimiento es menos costoso.

3.6 BIBLIOGRAFÍA CAPITULO

[1] Miguel Alonso Abella. *Sistemas fotovoltaicos*. Era Solar. 2005

[2] Energes. <http://www.energes.net>

[3] Seguidores solares SDK. <http://www.sendekia.com>

[4] ADES. <http://ades.tv>

CAPÍTULO 4

EVOLUCIÓN DE LA NORMATIVA EN EL RÉGIMEN ECONÓMICO Y TÉCNICO DE LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A RED

4.1 INTRODUCCIÓN

Como cualquier tipo de nueva tecnología, las instalaciones fotovoltaicas han tenido que atravesar dificultades, no sólo económicas y técnicas sino también de aceptación socio cultural, hasta llegar a la situación actual de desarrollo. En particular, el modelo de instalación fotovoltaica con conexión a red ha tenido que subsistir, y todavía lo hace a día de hoy, mediante incentivos económicos que permiten hacer de estas instalaciones no sólo una forma de generar energía sostenible sino también de crear un negocio económicamente rentable para este tipo de instalaciones. A continuación expondremos la evolución en el marco temporal que abarca desde los años noventa hasta la situación actual.

En el presente capítulo no se realizará una distinción entre la evolución técnica y económica ya que el autor entiende que es más interesante y comprensible establecer una línea cronológica con la finalidad de comprender el sistema actual fotovoltaico.

4.2 ANTECEDENTES

Es conveniente recordar al lector, antes de introducirnos en el régimen económico de aplicación a este tipo de instalaciones, que el modelo fotovoltaico tal y como lo conocemos a día de hoy ha variado mucho desde sus orígenes y que dichos orígenes no se remontan más allá de 12 años atrás de la fecha actual.

La primera experiencia española de conexión fotovoltaica a la red fue la central de 100 kWp que Iberdrola instaló en San Agustín de Guadalix en 1984. Hubo que esperar hasta 1993 para que esta experiencia tuviera continuidad, esta vez con cuatro sistemas, cada uno de 2,7 kWp, que ATERSA instaló en unas viviendas particulares de Pozuelo, y que principiaron un rosario de diversos proyectos de demostración: 42 kWp en una escuela de Menorca, 13,5 kWp en el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid, 53 kWp en la Biblioteca de Mataró, etc., entre los que descolló la central de 1 MW Toledo-PV, que también comenzó a funcionar en 1993. A finales de 1995 la potencia total sumaba 1,6 MW¹, pero la aplicación permanecía en el ámbito de la I+D, sin que ninguno de los sistemas en operación llegase a ser regularizado en el contexto general del sistema eléctrico.

En 1998, a imitación de lo que ocurría en otros países de Europa, el Gobierno da luz al Real Decreto 2818/1998 que reconocía la necesidad de un tratamiento específico para esta alternativa energética.

4.3 EL PRIMER REAL DECRETO ESPECÍFICO: RD 2818/1998

El 30 de diciembre de 1998 se publica en el boletín oficial del estado el “REAL DECRETO 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración “ donde se destaca en su preámbulo dos consignas generales que marcan la línea principal de dicho Real Decreto:

- La incentivación económica de las fuentes renovables de energía, sin ningún tipo de límite temporal.
- El objetivo de alcanzar el 12% de la demanda energética por medio de energías renovables en el año 2010

Se establecieron unas primas (66 y 36 pesetas por kWh vertido a la red, para sistemas con potencia nominal inferior y superior a 5 kWp respectivamente). Además, se establece que las

primas deberán ser actualizadas anualmente, en función de una serie de parámetros, y revisadas cada cuatro años.

Se establece un límite de potencia instalada para dicha tecnología de 50 MW.

La normativa técnica y administrativa hasta ese momento en vigor era la general para los auto-productores de electricidad, y las exigencias que imponía) pensadas para grandes máquinas rotatorias) resultaban a todas luces exageradas para los sistemas fotovoltaicos. Dos años más tarde, sólo dos sistemas habían logrado acceder a esas primas.

4.4 REAL DECRETO TÉCNICO-ADMINISTRATIVO: RD 1663/2000

Pese a haberse sentado las bases para el desarrollo de la tecnología fotovoltaica con evacuación a red, el RD de 1998 no especificaba procedimientos concretos que ayudasen al inversor particular a conectar dichas instalaciones a la red de distribución.

Aparecían puntos calientes a la hora de iniciar el proceso de tramitación de esta tipología de instalaciones. En particular las administraciones públicas, las compañías distribuidoras de electricidad así como el propio inversor particular no tenían una visión conjunta de los procedimientos a llevar a cabo para llevar a cabo este tipo de instalaciones.

Además, la situación se agravaba si consideramos que el vigente reglamento electrotécnico de baja tensión (Decreto 2413/1973) se había quedado obsoleto para este tipo de instalaciones.

El 30/09/2000 aparece publicado en el BOE el “Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.” donde por primera vez se incide en la forma de solicitar punto de conexión a red así como de las condiciones técnicas de esa conexión. Podríamos considerar dicho RD como la primera guía de ruta para la tramitación y puesta en marcha de una instalación fotovoltaica.

Es interesante destacar que este RD no es muy conocido a día de hoy y probablemente tenga algo que ver el hecho que no se tratase nada acerca del régimen económico de las instalaciones conectadas a red.

En lo referente a los condicionantes técnicos, caben destacar varios puntos:

- Establece un límite de potencia de 100 kWn para la conexión de instalaciones fotovoltaicas en baja tensión¹.
- Comenta la necesidad que la instalación respete ciertos niveles de compatibilidad electromagnética y en particular de la generación de armónicos por parte de los inversores de potencia.
- Establece el tipo de conexión (monofásica/ trifásica) de las instalaciones dependiendo del nivel de potencia de éstas, colocando el límite en 5 kW.
- Habla de los límites de variación de tensión (+- 5%) respecto de la tensión de red así como también lo hace con los de frecuencia (51 y 49 Hz).
- Establece los equipos de medida necesarios para la compra-venta de energía.
- Impone un mínimo de protecciones para este tipo de instalaciones.

Mención aparte merece la instalación de puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas así como la protección diferencial en la zona de continua. En particular establece las siguientes condiciones que pasamos a analizar:

- Se exige una separación galvánica entre la instalación generadora y la red de distribución de la compañía eléctrica. El objetivo es no transmitir defectos a la red de

¹ Como veremos más adelante, éste hecho condicionará en un futuro la morfología de las llamadas “huertas solares”.

distribución. La interpretación de las compañías distribuidoras de este punto se derivó en la necesidad de que existiese un transformador de aislamiento galvánico en el inversor de potencia con las consiguientes pérdidas de energía. Y así permanece hasta nuestros días.

- Se establece la necesidad de realizar distintas redes de tierras. Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la empresa distribuidora de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.
- Protección diferencial en la zona de continua. Según dicho real decreto, se deberá de incluir un “...interruptor automático diferencial, con el fin de proteger a las personas en el caso de derivación de algún elemento de la parte continua de la instalación”. En el caso de Aragón, la solución adoptada por los servicios de Industria, y de obligado cumplimiento, ha sido la implementación en cada grupo generador de un cuadro de seccionamiento de puesta a tierra. Al mencionado cuadro se le incorpora un detector de aislamiento en corriente continua. El funcionamiento del cuadro es el siguiente; en caso de detectar un fallo de aislamiento, el seccionador corta la entrada (polo positivo y negativo del generador) del generador fotovoltaico al inversor al mismo tiempo que pone a tierra ambos polos del generador. Mediante este sistema se consigue que en caso de defecto, elimine la tensión del generador respecto de tierra que sería la causante de la intensidad de defecto.

4.5 REAL DECRETO ECONÓMICO-ADMINISTRATIVO: RD 436/2004

El sábado 27 de marzo de 2004 aparece publicado en el BOE el REAL DECRETO 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Este Real Decreto, deroga al RD 2818/1998, y amplía la potencia instalada a 150 MW. Al mismo tiempo fija escalones potencia instalada que son relacionados con la tarifa a percibir, es decir no sería remunerado de la misma forma la generación de 1 kWh de una instalación con tecnología fotovoltaica que otra que tuviese la misma tecnología pero con más potencia instalada.

La porción de pastel más interesante, residía en las instalaciones fotovoltaicas (sin discriminación de la localización de la instalación) con potencia inferior o igual a 100 kWn, entendiéndose esta potencia la delimitada por el inversor.

El triunfo de este Real Decreto se basaba en los 3 puntos que a continuación se exponen:

- Se remunera las instalaciones (con potencia menor o igual a 100 kWn) con el 575% de la tarifa media de referencia ² los primeros 25 años de vida de la instalación y con el 460% a partir de entonces. A efectos económicos, se encuentra un panorama muy interesante porque se aseguraba una inversión larga pero muy rentable con paybacks de 10 a 11 años. A todo esto, se añadían otro tipo de deducciones por inversiones medioambientales. Las tarifas se revisarían cada cuatro años a partir del 2006 y sólo afectaría a las nuevas instalaciones.
- Se asociaban las primas a la TMR, tarifa que estaba ligada a los precios de consumidor no cualificado (precio común de la electricidad) y al mismo tiempo, y por medio del déficit tarifario “actual”, a un incremento seguro de dicha tarifa.

² A partir de ahora la denominaremos TMR.

- No se impedía el suelo de uso no urbanizable, con lo que los propietarios de suelos con estas características y con líneas de distribución eléctricas cercanas verían un inversión bastante rentable.

Definitivamente, este Real Decreto fue el impulsor de la energía fotovoltaica en este país. Como se ha comentado anteriormente, para instalaciones de 100 kWn, la prima pasaba de 22 c€/kWh del anterior Real Decreto a 44 c€/kWh, permitiendo a “cualquier” persona realizar una inversión interesante a largo plazo con una gran seguridad jurídica sin entrar en los elevados costes iniciales de otro tipo de energías renovables (p.e: eólica).

Tras la publicación, y una vez que las administraciones y distribuidoras eléctricas aplicasen sus propias reglas pertinentes, se produjo la auténtica explosión del sector, como se puede apreciar en el siguiente gráfico:

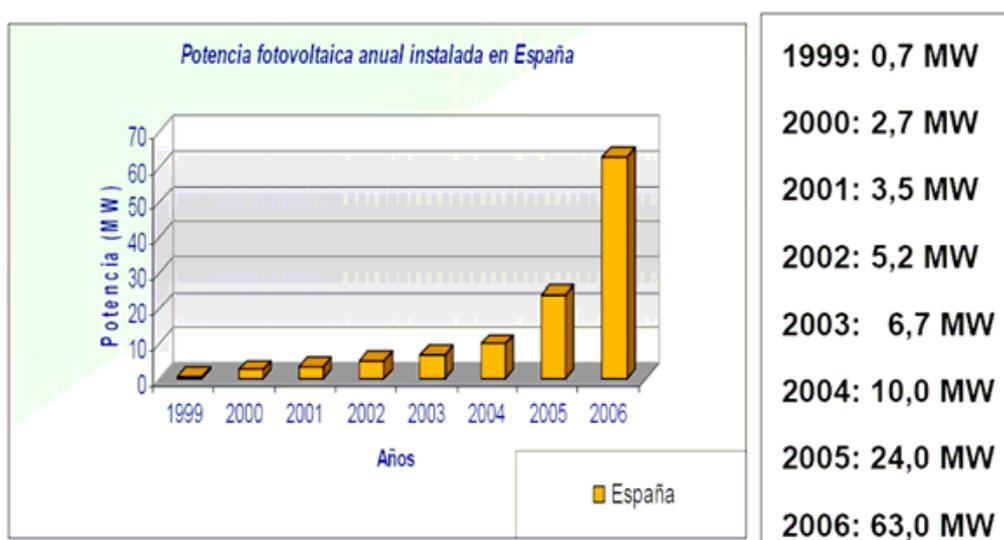


Fig. 4.1: Gráfico comparativo de potencia instalada en España.

Una de las consecuencias de este escalonamiento de potencias se traduciría en la aparición de “huertas solares” o conjunto de instalaciones de 100 kWn, a nombre de distintos usuarios o sociedades, que comparten línea de evacuación en media tensión. Así pues en este periodo se establecen instalaciones fotovoltaicas de tamaños considerables, incluso del orden de MW.

Hay que reconocer la importancia de este Real Decreto ya que, si bien era insostenible, dio al mercado fotovoltaico el impulso necesario para establecerse como una nueva fuente de energía actual.

4.6 REAL DECRETO LEY ECONÓMICO-ADMINISTRATIVO: RD LEY 7/2006 y RD 661/2007

Mediante el Real Decreto-Ley 7/2006 de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético, Se desvincula la variación de las primas del régimen especial de la TMR. Se anuncia un cambio del marco regulador para dentro de seis meses. Durante este período se revisan diversos borradores que desestabilizan el sector.

Si a este Real Decreto urgente añadimos los nuevos borradores que circulaban para la retribución económica de las instalaciones, podemos hablar de la primera etapa de nerviosismo en el sector, ya que tras haber pasado el atasco administrativo lógico inicial, se pensaba que el camino sería más fácil y que las principales empresas que se dedicaban al sector fotovoltaico

habían obteniendo un auténtico know-how (tanto administrativamente como técnicamente) fiable de cara al cliente final (promotor).

El 25 de mayo de 2007 se publica el RD 661/2007, que regula la producción de energía eléctrica en régimen especial, ratificando la apuesta estratégica a favor del desarrollo de las energías renovables y en particular de la energía solar fotovoltaica dándole al sector una continuidad jurídica.

El nuevo RD continúa incentivando vía precio la producción de las energías renovables, manteniendo la existencia de unas primas sobre la energía producida, habida cuenta de las elevadas inversiones a realizar. Se han introducido modificaciones importantes en la determinación de los precios a aplicar cada año, que ahora se indexarán con respecto al IPC, y no como anteriormente, que se realizaba con respecto a la TMR.

Se modifican los límites de potencia para acceder a la prima más elevada, ya que en el RD 436/2004 existía un escalón significativo al pasar de 100 kW, mientras que ahora desde los 100 kW hasta los 10 MW existe una prima solamente un 5 % inferior a la prima a las instalaciones hasta 100 kW, favoreciendo la instalación de plantas de grandes dimensiones.

También se determinan para el sector unos límites de potencias a desarrollar por tecnologías, límites que quedan amparados por las tarifas, quedando fuera de esta seguridad económica aquellos que sobrepasen dichos límites, si bien se dará publicidad a la evolución de dichas potencias límites a través de una página web de la Comisión Nacional de Energía, límite objetivo que en el caso de las instalaciones fotovoltaicas se cifra en 371 MW, aunque a través de dicha pagina web se avisará cuando se llegue al 85 % de las cantidades señaladas, y dando a continuación un tiempo mínimo de 12 meses durante el cual las plantas inscritas en el registro ministerial cobrarán la opción de tarifa y serán tenidas en cuenta en la siguiente planificación energética en el PER 2011- 2020.

Esto da lugar a un periodo transitorio de inseguridad jurídica, desde que se alcance el límite objetivo hasta que se apruebe el PER, aunque puede ser solucionado por la intervención del Ministerio ampliando dichos objetivos. En el RD 2818/1998 el límite de potencia para estudio de nuevas revisiones era hasta 50 MW, y en el RD 436/2004 se hablaba de 150 MW, siendo más que posible que para un nuevo RD se alcancen cifras de un orden de magnitud mayor, si se tienen en cuenta los escenarios previsibles de esta industria.

Dicho lo anterior, cabe destacar que el precio de retribución de las instalaciones fotovoltaicas de 100 kWn conectadas a red con respecto al RD 436/2004 se mantenía.

- Constitución de avales.

Un tema relevante para las instalaciones fotovoltaicas, es la institución de un aval de 500 €/kW (aproximadamente un 8 % del importe de los proyectos), que debía de presentarse con las solicitudes de acceso a la red, aval excesivo que aunque puede introducir orden en la excesiva petición de puntos de conexión (ya que muchos de ellos carecían de posibilidades de realizarse y sólo tenían como fin la especulación), también pueden perjudicar a una multitud de promotores con buenas intenciones, que al carecer de determinadas garantías, no puedan acceder a los citados avales. En los anteriores RD no existían los avales para la conexión a la distribución, pero sí se contemplaron para la conexión a la Red de Transporte, por un importe de un 2 % del importe de la instalación.

Sigue existiendo el problema del tiempo que se tarda en gestar una instalación de este tipo, debido a la gran cantidad de instancias a las que hay que pedir permisos, licencias,

autorizaciones, que impiden que dichos proyectos puedan empezar a acometerse en menos de un año o incluso dos, afectando significativamente a los costes del proyecto.

Aunque el aval exigido a las instalaciones fotovoltaicas ha sido de 500 €/kW, el requerido para otras tecnologías renovables sólo es de 20 € por kW, lo cual es discriminatorio.

No queda claro, además, cuál es el tratamiento del aval en cuanto a su devolución, ya que el RD solo especifica que será devuelto cuando el peticionario obtenga el acta de puesta en servicio de la instalación, y que puede ejecutarse si el solicitante desiste voluntariamente o no responde a los requerimientos de la Administración, teniéndose en cuenta también el resultado de los actos administrativos previos que puedan condicionar la viabilidad del proyecto. Pero en cambio, no se han tenido en cuenta las repercusiones económicas que pueden aparecer como consecuencia de los requerimientos de las distribuidoras, instituciones públicas, variaciones de precios no controladas por el proyecto (costes de terrenos, intereses de las cantidades a financiar, variaciones del coste de materiales y equipos, etc.), que pueden acabar haciendo no viable un proyecto, sin necesidad de que sean actos administrativos previos. Eso sin hablar de cuestiones tan obvias como en qué momento se recupera el aval, o la necesidad de tener una idea previa de si hay o no posibilidad real de conseguir la conexión donde se quiere pedir el punto de acceso,

Es de destacar que los avales anteriores no se exigen para las instalaciones realizadas en edificios, teniendo con ello un efecto favorecedor, facilitando lo establecido dentro del nuevo Código Técnico de Edificación.

- Riesgos reguladores.

No se ha eliminado totalmente el riesgo regulador que tenía el sector de las renovables, ya que aunque se actualiza la retribución cada año indexándola con respecto al IPC menos 0,25 hasta 2012 y menos 0,5 a partir de entonces, el regulador se reserva el derecho de revisar las tarifas cada cuatro años, modificar los anexos, e incluso modificar el tiempo desde que se consiga el 85% del límite objetivo, tal y como ha llegado a intentarse circunstancialmente al querer reducirlo a seis meses en la publicación en el B.O.E. a finales de julio, aunque después se anuló y siguen siendo doce meses. Esto sin hablar de que con el anterior RD era más favorable que las tarifas estuvieran indexadas al precio de la Tarifa Media de Referencia, aunque al ser el IPC un parámetro oficial, sigue siendo un parámetro de estabilidad del sector.

- Sistema de seguimiento.

En el RD 661/2007 se prevé la creación de un procedimiento telemático que establezca una comunicación permanente entre las comunidades autónomas y el Gobierno central, y ordena a la Comisión Nacional de la Energía (CNE) la implantación de un sistema de información, a través de su página web, que permita conocer mensualmente la evolución de cada tecnología y así tener un mecanismo que controle el alcance del 85 % del objetivo establecido para cobrar la tarifa, aunque las que sobrepasen el objetivo se tengan en cuenta para la siguiente planificación energética.

- Desenlace.

Tras lo comentado anteriormente, podemos concluir que la administración central da un paso en firme afianzando el mercado de generación fotovoltaico, estableciendo un cupo de potencia razonable y con unas perspectivas de futuro sostenibles. Por una parte no modifica sensiblemente la prima fotovoltaica al mismo tiempo que intenta agilizar administrativamente los trámites mediante la exclusión de instalaciones que no tienen viabilidad real por medio de avales.

De cualquier forma, muchos promotores no estaban preparados para lo que sucedería una vez alcanzado ese cupo de potencia.

4.7 ORDEN DE 5 DE FEBRERO DE 2008, DEL DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, COMERCIO Y TURISMO DE ARAGÓN

La consecución del objetivo de 50 MW fotovoltaicos establecidos en el Plan Energético de Aragón, los límites temporales fijados para la percepción de las primas actuales, y la experiencia recogida en la aplicación de las Ordenes sobre instalaciones de energía solar fotovoltaica del Departamento de Industria, Comercio y Turismo hacen necesario el establecimiento de unas normas complementarias a las existentes.

Lo que venía a contemplar esta orden tan escueta consistía en advertir que se estaban alcanzando los límites de potencia fotovoltaica instalada. En sus últimos párrafos indicaba que aquellas instalaciones que se quisiesen acoger a los “beneficios” del actual RD 461/2007 deberían de entregar el acta de puesta en marcha de las instalaciones antes del 27 de junio de 2008 y la solicitud de inscripción en el registro definitivo de productores en régimen especial antes del 29 de septiembre de 2008.

Todo esto trajo consigo la avalancha de solicitudes que aún a día de hoy siguen dando que hablar, ya que ante las expectativas de bajada de la prima fotovoltaica, todos los promotores quisieron asegurarse la prima que se les había prometido.

4.8 REAL DECRETO ECONÓMICO: RD 1578/2008

El 27 de septiembre de 2008 aparece un nuevo Real Decreto en el BOE, el cual no hace sino confirmar las sospechas de los promotores fotovoltaicos. La prima para las instalaciones de tamaño mediano baja de una manera sustancial: 44 c€/a a 32 c€/a. Desde este punto de vista, se pueden entender las prisas por entrar en el anterior Real Decreto.

Leyendo detenidamente el documento, se aprecia un claro giro de rumbo en la estrategia a aplicar a este tipo de instalaciones. El punto más singular es que se vuelven a modificar los escalones de potencia, premiando a aquellas instalaciones con potencia inferior a 20 kWn e instaladas sobre cubierta.

Cabe destacar también, que el sistema de primas se liga a la consecución de potencia instalada según los planes energéticos establecidos. Es decir, conforme se vayan alcanzando unos hitos de potencia instalada, se irán rebajando las primas a las renovables. Así pues se divide cada año en 4 trimestres, y en función de los objetivos de potencia se van decrementando esas primas.

Así pues si inicialmente el precio de la energía a la entrada en vigor del susodicho RD era de 0,32 €/kWh, en el cuarto trimestre de 2010 la prima para este tipo de instalaciones se ha reducido a 25,8 c€/kWh. Si lo comparamos con la aplicación de las tarifas del anterior RD podemos apreciar una disminución de un 70% del precio de prima.

Al mismo tiempo se intenta centralizar la gestión de este tipo de instalaciones por medio de una aplicación telemática (PREFO³) que evitará la dispersión de datos. En dicha aplicación se subasta cada trimestre del año un cupo de potencia a un precio. El promotor fotovoltaico decide si accede a ese cupo o no.

³ Registro de pre-asignación de retribución para instalaciones fotovoltaicas.
<https://oficinavirtual.mityc.es/Prefo/general/raiz.aspx>

4.9 ACTUALIDAD

Como se habrá podido comprobar al leer los anteriores subcapítulos, la información que el promotor fotovoltaico ha tenido que manejar durante la última década ha sido considerable. Los continuos cambios en la estrategia energética del país y, sobre todo, los continuos rumores que siguen rodeando al sector, hacen frágil a este tipo de tecnología. La intención del gobierno central es clara y bien dirigida: forzar a la industria renovable, y en particular a la fotovoltaica, a aproximar los costes de producción de un kWh por medios de energías renovables a un kWh producido por energías convencionales mediante la reducción paulatina de las primas.

	RD 2818/1998	RD 436/2004	RD 661/2007	RD 1578/2008	ACTUAL
C €/kWh	22	44	44	32	25

Tabla 4.1: Evolución del estado de primas a través de los diferentes reales decretos.

No obstante, es también criticable que no se hubiese podido planificar desde un principio con un poco más de orden ya que, como se ha comentado anteriormente, el sector sufre de de una fragilidad legislativa evidente y no deja de ser al menos llamativo que un tipo de energía con una producción bastante gestionable y segura (todos los días sale el sol), esté apoyada en unos pilares tan poco robustos, no sólo para los nuevos promotores sino para aquellos acogidos a anteriores regímenes de bonificación (rumores de retroactividad).

Por otro lado, la insistencia en este país de no derogar completamente anteriores RD y realizar un único RD con normas bien definidas para procesos administrativos y técnicos únicos que, además, varían entre las distintas comunidades autónomas, hacen que la ejecución y puesta en marcha de unas instalaciones que cuestan 2 meses ejecutarlas se alarguen a periodos superiores al año y medio, en el mejor de los casos.

Con el deseo de facilitar este proceso administrativo, el autor ha realizado una pequeña guía , no exhaustiva, que sirva de orientación al que se inicia en la materia. Cabe comentar que esta guía tendrá una vida útil escasa debido a los cambios constantes en esta materia.

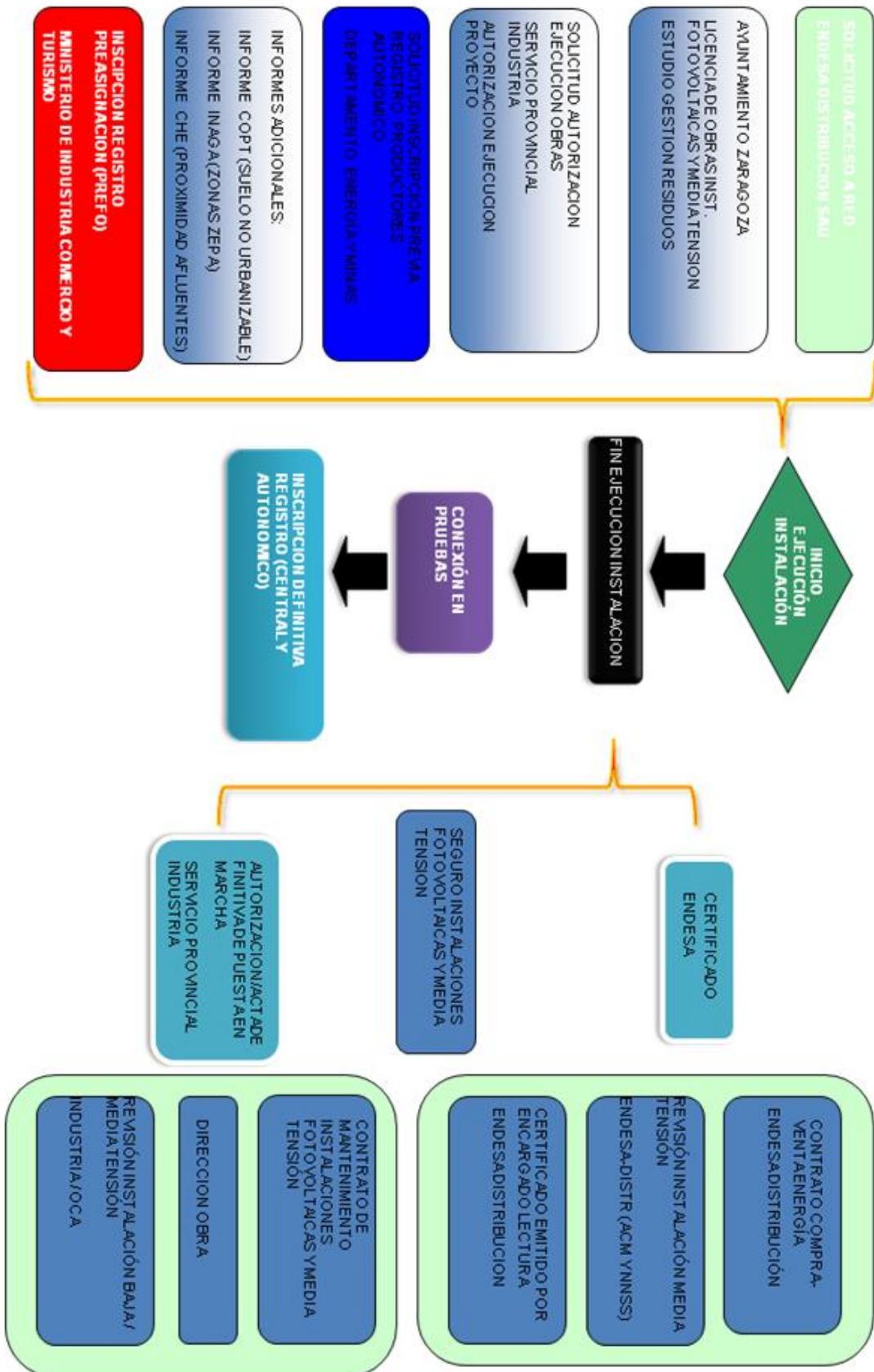


Fig. 4.2: Guía administrativa del proceso de ejecución de una instalación fotovoltaica.

4.10 BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO

- [1] Plataforma Tecnológica Fotovoltaica Española (PTFV): *Visión de la Tecnología Fotovoltaica en España.*, 2006.
- [2] E. Collado, M. Castro, A. Colmenar, J. Carpio y J. Peire. Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Control UNED: *Evolución de la industria fotovoltaica en España, regulación y nuevos negocios paralelos*, 2007.
- [3] E. Lorenzo. Instituto de Energía Solar. Universidad Politécnica de Madrid. *Retratos de la conexión fotovoltaica a la red I*. Era Solar nº 113, 2003.
- [4] *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración*. BOE nº 312, 1998.
- [5] *Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión*. BOE nº 235, 2000.
- [6] *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. BOE nº 75, 2004.
- [7] *Real Decreto -Ley 7/2006, de 23 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el sector energético*. BOE nº 150, 2006.
- [8] *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. BOE nº 126, 2007.
- [9] *Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología*. BOE nº 234, 2008.

CAPÍTULO 5

DISEÑO Y SIMULACIÓN DE ENERGÍA GENERADA DE LAS INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN

5.1 INTRODUCCIÓN

En el presente capítulo se procederá a realizar el diseño y la simulación de cinco tipologías de seguimiento solar anteriormente escogidas y ampliamente utilizadas en la actualidad. Estas son:

- Estructura fija.
- Seguidor de dos ejes.
- Seguidor de un eje vertical (acimutal).
- Seguidor de un eje horizontal (Este-Oeste).
- Seguidor de un eje polar.

Inicialmente se plantearán las hipótesis de partida del proyecto para más adelante realizar el diseño de las instalaciones. Seguidamente se indicarán los distintos sistemas que componen las instalaciones y por último se realizarán sus correspondientes simulaciones.

5.2 HIPÓTESIS INICIALES COMUNES A TODOS LOS SISTEMAS ANALIZADOS

Con el fin de poder comparar los resultados al final del capítulo, se establecen una serie de hipótesis iniciales comunes a todos los sistemas de generación, estos son los siguientes:

- Localización.

Las cinco instalaciones del presente estudio se ubican en la ciudad de Zaragoza. El clima de Zaragoza es mediterráneo semidesértico, propio de la depresión ejercida por el río Ebro. Se caracteriza porque las temperaturas son siempre extremas. Durante el invierno, las temperaturas son muy bajas, siendo normal la producción de heladas y nieblas a causa de la inversión térmica durante los meses de diciembre y enero. Al contrario que los veranos, los cuales son cálidos llegando en ocasiones a rozar los 40 °C.

En la siguiente tabla podemos observar las principales características de Zaragoza, tanto los datos relacionados con su localización como los valores mensuales de medida de temperatura e irradiaciones:

<i>Zaragoza</i>	
<i>Latitud</i>	41,4 °N
<i>Horario</i>	Zona horaria UT+1
<i>Longitud</i>	0,5 °W
<i>Altitud</i>	243 m

Tabla 5.1: Datos informativos de la localización de Zaragoza.

	Irradiación global kWh/m².mes	Irradiación difusa kWh/m².mes	T^a Ambiente °C	Velocidad del viento m/s
<i>Enero</i>	49,5	28,55	6,26	4,595
<i>Febrero</i>	67,2	34,94	7,93	5,199
<i>Marzo</i>	117,2	51,67	10,64	4,891
<i>Abril</i>	136,3	75,75	12,9	5,399
<i>Mayo</i>	174,6	86,04	17,12	4,4
<i>Junio</i>	192,3	87,53	20,92	5,187
<i>Julio</i>	201,3	88,82	24,45	4,992
<i>Agosto</i>	177,6	79,52	23,75	4,599
<i>Septiembre</i>	135,5	60,47	20,38	4,503
<i>Octubre</i>	91,4	43,88	15,58	3,794
<i>Noviembre</i>	53,8	31,15	9,89	4,698
<i>Diciembre</i>	41,5	25,57	6,83	4,094
Año entero	1438,2	693,89	14,76	4,689

Tabla 5.2: Datos mensuales de irradiación incidente en la localidad de Zaragoza.

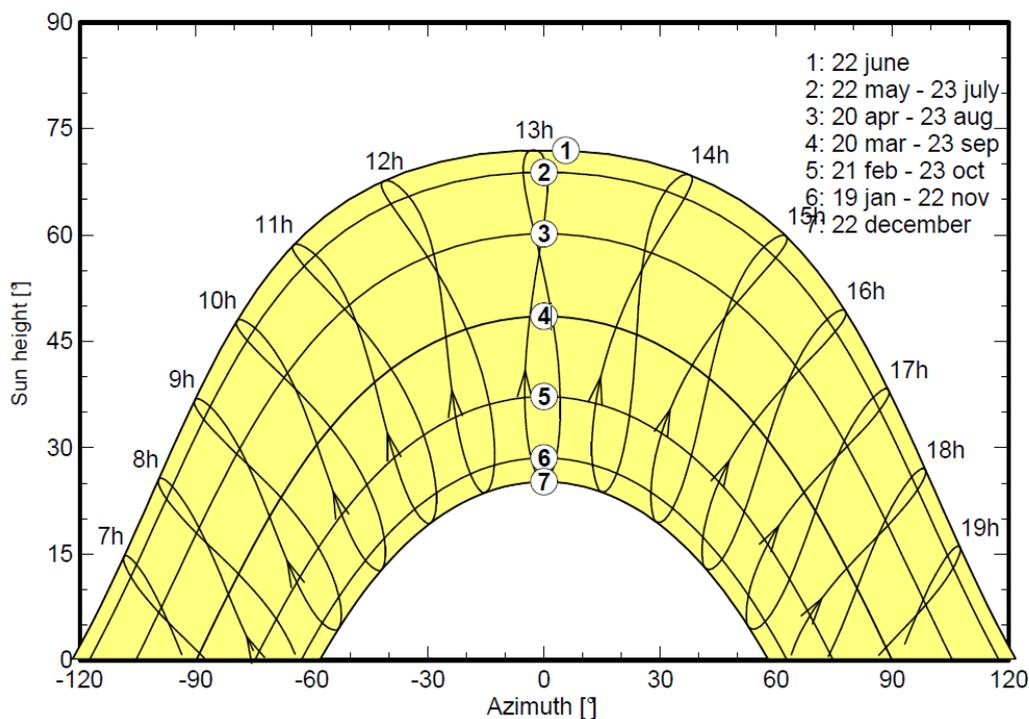


Fig. 5.1: Gráfico comparativo de la altura solar diaria y horaria, respecto al barrido acimutal.

Estos datos meteorológicos han sido obtenidos de la base de datos Meteonorm, como se explicará más adelante.

- Módulo Fotovoltaico.

El módulo escogido para la instalación es el modelo A-230 P de la marca ATERSA de 230 W_p⁴ de potencia. En la siguiente tabla se muestra las características eléctricas y físicas del módulo:

Módulo escogido	A-230 P	
<i>Marca</i>	ATERSA	
<i>Potencia máxima</i>	230	W _p
<i>Eficiencia del módulo</i>	14,10%	%
<i>Tensión potencia máxima</i>	30,2	V
<i>Corriente potencia máxima</i>	7,62	A
<i>Tensión circuito abierto</i>	37,4	V
<i>Corriente cortocircuito</i>	8,12	A
<i>Tensión máxima sistema</i>	1000	V
<i>Coef.T^a (Isc)</i>	0,05	%/°C
<i>Coef.T^a (Voc)</i>	-0,35	%/°C
<i>Coef.T^a (P)</i>	-0,46	%/°C
<i>Dimensiones</i>	1645x990x50	mm
<i>Peso</i>	23	Kg

Tabla 5.3: Hoja de características del módulo A-230 P.

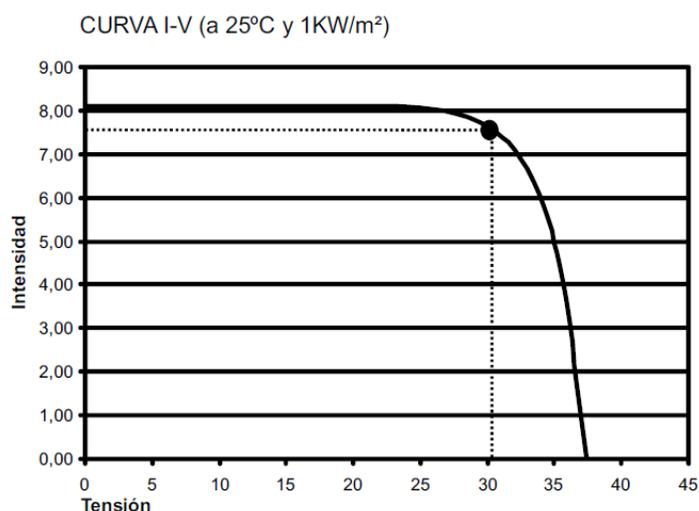


Fig. 5.2: Curva característica V-I del módulo ATERSA A-230 P.

⁴ W_p Vatios pico: Cantidad de los vatios generados cuando el módulo se encuentra en unas condiciones ambientales concretas: Irradiancia 1000 W/m², temperatura ambiente 25°C y de un espectro que se relacione con la luz del sol que ha pasado a través de la atmósfera (o la masa de aire 1.5).

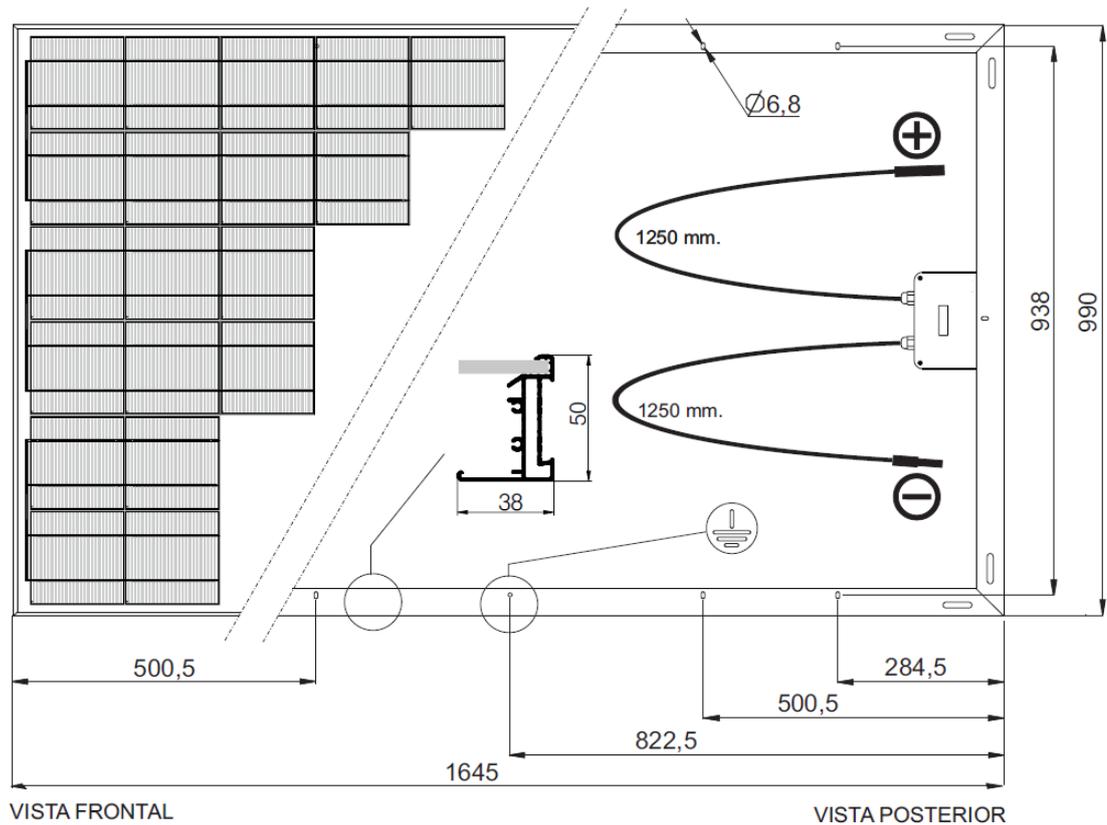


Fig. 5.3: Detalle de conexiones del módulo solar ATERSA A-230 P.

- Potencia pico de las instalaciones.

La potencia pico instalada para las cinco tecnologías será la misma, 116 kW_p , con la finalidad de poder comparar los resultados finales de energía generada por cada uno de los sistemas. Dicha potencia se obtendrá mediante la agrupación de módulos de potencia menor.

La potencia puede parecer un poco sobredimensionada teniendo en cuenta la potencia nominal de la instalación, 100 kW_n . No obstante, debemos tener en cuenta que los módulos fotovoltaicos rara vez alcanzarán su potencia pico, debido a que esta potencia se obtiene en unas condiciones ambientales específicas que no se suelen dar en la realidad. Como es lógico, para este tipo de instalaciones el sobredimensionamiento del generador fotovoltaico suele estar comprendido entre el 10% y el 20% de la potencia nominal final según recomendaciones de los fabricantes de inversores. Destacar que el propósito final de este tipo de instalaciones no es la potencia instalada, sino la energía generada por el campo fotovoltaico.

- Potencia nominal de las instalaciones.

Viene acotada por la potencia de salida de cada inversor en la zona de baja tensión y por el transformador a instalar en la zona de alta tensión.

Cada una de las cinco plantas estará limitada a una potencia de 100 kW_n .

- Inversores.

Para la instalación de módulos sobre estructura fija y el seguidor a un eje horizontal dispondremos de un único inversor de gran tamaño y potencia de 100 kW_n . El elegido en este caso para la planta solar es el modelo Ingecon Sun 100 de la marca Ingeteam. En la siguiente tabla se adjuntan las características eléctricas y físicas del inversor:

<i>Inversor escogido</i>	<i>Ingecon Sun 100</i>	
<i>Marca</i>	Ingeteam	
<i>Entrada DC</i>		
<i>Rango de tensión MPP</i>	405-750	V
<i>Tensión máxima</i>	900	V
<i>Corriente máxima</i>	286	A
<i>Nº entradas</i>	4	
<i>Salida AC</i>		
<i>Potencia nominal</i>	100	kW
<i>Potencia máxima</i>	110	kW
<i>Corriente máxima</i>	161	A
<i>Tensión nominal</i>	400	V
<i>Frecuencia nominal</i>	50/60	Hz
<i>Coseno Phi</i>	1	
<i>Distorsión armónica</i>	<3	%
<i>Euroeficiencia</i>	95,7	%

Tabla 5.4: Hoja de características del inversor Ingecon Sun 100.



Fig. 5.4: Detalle y medidas del inversor Ingecon Sun 100.

En el caso de las instalaciones de seguidores solares de dos ejes, eje polar, y eje vertical, optaremos por la implantación de 4 inversores de 25 kW_n cada uno que se situarán en la base de los seguidores. Elegimos el modelo Ingecon Sun 25 de la marca Ingeteam. En la siguiente tabla se muestra las características eléctricas y físicas de estos inversores:

<i>Inversor escogido</i>	<i>Ingecon Sun 25</i>	
<i>Marca</i>	Ingeteam	
<i>Entrada DC</i>		
<i>Rango de tensión MPP</i>	405-750	V
<i>Tensión máxima</i>	900	V
<i>Corriente máxima</i>	57	A
<i>Nº entradas</i>	10	
<i>Salida AC</i>		
<i>Potencia nominal</i>	20	kW
<i>Potencia máxima</i>	22	kW
<i>Corriente máxima</i>	37	A
<i>Tensión nominal</i>	400	V
<i>Frecuencia nominal</i>	50/60	Hz
<i>Coseno Phi</i>	1	
<i>Distorsión armónica</i>	<3	%
<i>Euroeficiencia</i>	94,5	%

Tabla 5.5: Hoja de características del inversor Ingecon Sun 25.



Fig. 5.5: Detalle y medidas del inversor Ingecon Sun 25.

Tanto el inversor de 25 como el de 100 kW_n disponen de las siguientes protecciones ya incorporadas:

- Aislamiento galvánico entre la parte de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.

- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
 - Fallos de aislamiento.
 - Anti-isla con desconexión automática.
 - Seccionador en carga DC.
 - Fusibles DC.
 - Seccionador- magnetotérmico AC.
 - Descargadores de sobretensiones DC.
 - Descargadores de sobretensiones AC.
- Implantación de las instalaciones.
La distribución en planta seguirá el criterio de pérdida por sombreado. Es decir, las distancias entre filas o seguidores se fijarán en función del porcentaje de pérdidas que se produzcan debido al sombreado de los elementos anteriores situados más al sur. En el presente proyecto se fijan unas pérdidas máximas por sombreado del 1,5% de la energía generada.
 - Orientación de las instalaciones.
Las instalaciones se propondrán orientadas al sur, esto es con desviación acimutal 0°.
 - Conexión a la red de alta tensión.
Se entiende que la conexión a la red de alta tensión se realizará mediante un centro de transformación a realizar común a las cinco instalaciones. Al mismo tiempo, la línea de evacuación en alta tensión será subterránea y quedará fuera del presente proyecto su diseño.
 - Seguidores 2 ejes, 1 eje polar y un eje vertical.
Para la simulación de las instalaciones de seguidores de dos ejes, 1 eje polar y un eje vertical, basaremos el modelado en la estructura de los seguidores ADES modelo 5F. El seguidor solar propuesto para la instalación de seguimiento es el modelo 5F – 27M de la marca ADES. Las características físicas⁵ del seguidor se detallan en la siguiente tabla:

Características físicas		
<i>Filas-longitud</i>	5 filas - 27	m
<i>Área</i>	229	m ²
<i>Ángulo de inclinación regulable</i>	Hasta 40	°
<i>Barrido azimutal</i>	250	°
<i>Consumo energético anual</i>	160	kWh/año

Tabla 5.6: Hoja de características del seguidor solar ADES.

Así pues, obtendremos un modelo real de seguimiento para el caso de seguimiento a dos ejes, mientras que para los otros dos sistemas de seguimiento únicamente utilizaremos la superficie disponible de este seguidor.

Es importante mencionar que para la simulación de estos sistemas se utilizará el modelo de seguimiento astronómico, es decir, con PLCs programados de forma diaria y horaria.

Este sistema de seguimiento se realiza mediante un PLC que calcula astronómicamente el enfoque del Sol, dependiendo de la ubicación geográfica del seguidor.

No se tendrán en cuenta para la simulación de los sistemas los actuales seguidores con backtracking⁶.

⁵ Consultar catálogo en anexo para observar en detalle todas las características del seguidor.

⁶ Sistema propuesto por fabricantes de seguidores mediante el cual no se tiene en cuenta únicamente el seguimiento solar sino las sombras que pueden generar en los sistemas situados más al norte.

El mecanismo de orientación acimutal está formado por la pinza de freno tractora, utilizándose la misma hidráulica que en el movimiento cenital.

El mecanismo de orientación en elevación, por otra parte, se controla mediante un sistema basculante accionado por dos o tres cilindros hidráulicos de doble efecto con válvulas de bloqueo. Para su control se emplea un sensor angular y un final de carrera.

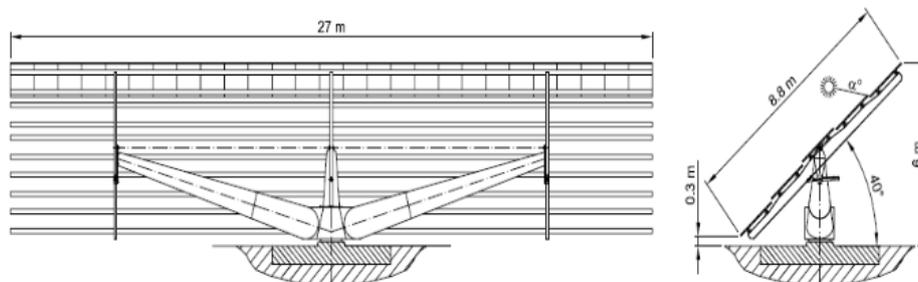


Fig. 5.6: Detalle y medidas del seguidor ADES.

- Estructura fija y seguidor 1 eje horizontal.

Algo similar ocurrirá con el seguimiento horizontal, el cual no estará basado en seguidores comerciales, sino que se utilizará como base las estructuras fijas del modelo básico para realizar dicho seguimiento.

5.3 DISEÑO DE LA INSTALACIÓN EN BAJA TENSIÓN

Las cinco instalaciones fotovoltaicas objetos del presente proyecto, disponen de dos zonas en baja tensión bien diferenciadas. La zona de corriente continua y la zona de corriente alterna. Es interesante concretar que según el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión⁷, se considera baja tensión aquellas instalaciones con una tensión nominal inferior a 1000 V en el caso de alterna y de 1500 voltios en el caso de continua.

5.3.1 INSTALACIONES EN BAJA TENSIÓN EN ZONA CORRIENTE CONTINUA AGRUPACIÓN DE MÓDULOS E INVERSORES

Como se ha comentado anteriormente se fija una potencia de 116 kW_p por cada una de las instalaciones. La forma de conseguir esta potencia es mediante la unión de módulos en serie o en paralelo. El número de módulos que obtenemos, es el resultado de una sencilla división:

$$N^{\circ} \text{módulos} = \frac{\text{Potencia pico instalación}}{\text{Potencia pico módulos}} = \frac{116000}{230} = 504,34 \text{ módulos}$$

Por lo tanto, cada instalación dispondrá de 504 módulos.

La disposición de los módulos, en serie o en paralelo, dependerá del inversor elegido. Cabe destacar que el número de módulos en serie multiplicará la tensión de dicho campo de manera proporcional mientras que el número de módulos en paralelo lo hará con la intensidad.

⁷ A partir de ahora lo denominaremos como REBT.

Es importante que dichas agrupaciones configuren un sistema de tensión e intensidad que se adapte a las condiciones del inversor.

Los inversores utilizados en las instalaciones del presente proyecto disponen de las siguientes características:

<i>Rango de tensión MPP</i>	405-750 V
<i>Tensión máxima</i>	900 V
<i>Tensión nominal</i>	400 V

Tabla 5.7: Rango de tensiones de los inversores utilizados.

Para determinar el número máximo y mínimo de módulos del que se puede disponer conectados en serie en cada rama, se utiliza la siguiente fórmula:

$$N_{mod\ serie} = V_{pmpmax} / V_{dc} = 750 / 30.2 = 24.8\ paneles$$

Y

$$N_{mod\ serie} = V_{pmpmax} / V_{dc} = 405 / 30.2 = 13.4\ paneles$$

Esto quiere decir, que las series de módulos deberán estar comprendidas entre los 14-24 paneles, encontrando así la distribución que mejor se adapte a nuestras características.

Escogeremos 18 paneles en serie, comprobando seguidamente si estos valores se encuentran dentro de los márgenes de trabajo. De aquí se puede obtener el número de cadenas necesarias, mediante la siguiente ecuación:

$$N_{cadenas} = P_{pmp} / N_{ms} \times P_{pmpmod} = 116000Wp / 18 \times 230Wp = 28\ cadenas$$

Este resultado indica que la instalación se compondrá de 28 cadenas de 18 paneles en serie.

El inversor propuesto es el Ingecon Sun 100 y 25 de la marca Ingeteam, con una potencia nominal a la salida de 100 kW_n y un margen de tensión de entrada que exige estar comprendida entre 405 y 750 voltios, con una tensión máxima admisible a -10°C y circuito abierto, de 900 voltios.

Para que la configuración eléctrica de la generación del campo fotovoltaico encaje con las características eléctricas de la entrada del inversor, se debe comprobar las tensiones del campo. Por tanto, conectando 28 cadenas de 18 módulos en serie, procederemos a calcular las siguientes tensiones.

La tensión nominal de trabajo en el punto de máxima potencia y en condiciones estándar, vendrá dada por la siguiente ecuación:

$$V_{sc}(pmp) = V_{pmp} \times N_{ms} = 30.2 \times 18 = 543.6\ V < 750\ V$$

como podemos observar, el resultado entra dentro de las exigencias del intervalo de tensiones MPP.

Se debe comprobar con esta disposición de módulos serie-paralelo, cual es la tensión máxima que puede soportar el inversor elegido. Esta máxima tensión se da en invierno con los módulos trabajando a temperaturas bajas, en cambio en verano se producen las tensiones mínimas. Ambas deben estar dentro de los rangos de trabajo del inversor PMP.

Las siguientes fórmulas⁸ están referenciadas a temperaturas de -10°C y 70°C, valores utilizados para el cálculo de localizaciones situadas en Alemania. En nuestro caso, consultando el registro de mínimas temperaturas de la AEMET (Agencia Estatal de Meteorología) podemos obtener los mismos datos para nuestra localidad, Zaragoza. Según estos archivos, la mínima histórica es -10.4° C mientras que la temperatura superior se considera de 80° C por tratarse de la temperatura máxima de la célula durante el proceso de la operación.

La tensión mínima a la entrada del inversor, en condiciones estándar de trabajo, bajo una temperatura de módulo máxima de 80° C y teniendo en cuenta la caída de tensión máxima de cálculo (1,5%), es la siguiente:

$$V_{sc}(\text{mínima}) = (V_{sc} \times N_{ms}) + (K_t \times \Delta T \times N_{ms}) - \frac{u\% \times (V_{sc} \times N_{ms})}{100} =$$

$$= (30.2 \times 18) + (-0.12 \times (80 - 25) \times 18) - (0.015 \times (30.2 \times 18)) = 407.73V > 405V$$

Donde:

- $V_{sc}(\text{mínima})$: tensión mínima a la entrada del inversor.
- V_{sc} : tensión en el punto de máxima potencia en condiciones estándar del módulo fotovoltaico.
- N_{ms} : es el número de módulos conectados en serie.
- K_t : factor de corrección de tensión por temperatura.
- ΔT : diferencia de temperatura respecto a la estándar (25°C).
- $U\%$: caída de tensión DC de cálculo (1,5%).

en este caso, podemos observar que el valor final es superior al límite inferior del rango de tensiones, lo cual indica que es un resultado óptimo.

La tensión máxima en condiciones estándar a la entrada del inversor se produce con una temperatura mínima de -10.4°C. El cálculo se refleja en la ecuación siguiente:

$$V_{sc}(\text{maxima}) = (V_{sc} \times N_{ms}) + (K_t \times \Delta T \times N_{ms}) - \frac{u\% \times (V_{sc} \times N_{ms})}{100} =$$

$$= (30.2 \times 18) + (-0.129 \times (-10.4 - 25) \times 18 - 0.015 \times (30.2 \times 18)) = 617.6V < 750V$$

resultado que entra dentro del rango de tensiones.

La tensión máxima a la entrada del inversor en condiciones de circuito abierto, y con temperatura de -10,4°C, se calcula mediante la siguiente fórmula:

⁸ Extraídas de "Fotovoltaica para profesionales". Antony, F.Dürschner y Remmers

$$V_{oc}(\text{maxima}) = (V_{oc} \times N_{ms}) + (K_t \times \Delta T \times N_{ms}) =$$

$$= (37.4 \times 18) + (-0.129 \times (-10.4 - 25) \times 18) = 755.39V < 900V$$

Donde:

- $V_{oc}(\text{máxima})$: tensión máxima de entrada del inversor.
- V_{oc} : tensión a circuito abierto y en condiciones estándar del módulo fotovoltaico.
- N_{ms} : número de módulos conectados en serie.
- K_t : factor de corrección de tensión por temperatura.
- ΔT : diferencia de temperatura respecto a la estándar (25°C).

este valor también es satisfactorio, ya que vuelve a estar dentro del intervalo de tensiones permitido.

Como se comprueba en la siguiente tabla, se puede observar que los intervalos de tensión suministrados por el fabricante del inversor cumplen para los rangos de tensión de trabajo 405/750 V, y para la tensión máxima soportada en el lado de continua.

$V_{sc} (pmp)$	543,6 V < 750 V
$V_{sc} (mínima)$	407,73 V > 405 V
$V_{sc} (máxima)$	617,6 V < 750 V
$V_{oc} (máxima)$	755,39 V < 900 V

Tabla 5.8: Resumen de resultados de tensión obtenidos.

Una vez comprobado que las tensiones producidas en el generador son asumibles por el inversor, llega el turno de realizar el mismo proceso con la corriente generada por la instalación. La intensidad que circula por un módulo es la corriente nominal de cada rama. En el punto de máxima potencia y bajo condiciones estándar, la corriente de cada cadena será de:

$$I_{pmpr} = 7.62A$$

Estas cadenas se conexionan entre ellas en paralelo, haciendo que la corriente que llega al inversor sea la suma de todas las anteriores. En el punto de máxima potencia y bajo condiciones estándar, la corriente total en el caso de un inversor de 100 kW_n será de:

$$I_t = I_{pmpr} \times N_{cadenas} = 7.62 * 28 = 213.36A$$

Mientras que para el caso de los inversores de 25 kW_n, el resultado final será de:

$$I_t = I_{pmpr} \times N_{cadenas} = 7.62 * 7 = 53,34.A$$

Los valores anteriores son siempre en condiciones estándar y en el punto de máxima potencia, donde, I_t es la corriente total que llega al inversor; I_{pmpr} es la corriente de una rama y $N_{cadenas}$ es el número total de ramas en paralelo.

Además, es necesario comprobar si la corriente máxima que se puede generar en la instalación puede ser soportada por nuestro inversor. Las corriente máximas que llegarán al inversor serán las siguientes:

$$I_{max} = I_{cc} \times N_{cadenas} = 8.12 \times 28 = 227.36A < 286A$$

$$I_{max} = I_{cc} \times N_{cadenas} = 8.12 \times 7 = 56,84A < 71A$$

Donde:

- I_{max} : corriente de cortocircuito que puede llegar al inversor en lado DC.
- I_{cc} : corriente de cortocircuito de un módulo, de mismo valor que la equivalente a una cadena.
- $N_{cadenas}$: número cadenas en paralelo, siempre en condiciones estándar.

Los inversores de potencias de 100 kWn, estarán montados en el interior de una caseta prefabricada de hormigón que dispondrá de ventilación adecuada, con el fin de disminuir al máximo las altas temperaturas que se generan; mientras que los inversores de potencia 25 kWn, debido a su tamaño más reducido, se instalarán en la propia base de los seguidores solares.

A modo de resumen, se adjunta la siguiente tabla, en la cual se puede ver la configuración final de la instalación:

Sistema	Nº Serie	Nº Paralelo	Nº Inversores
<i>Fijas</i>	18	28	1 (100 kW _n)
<i>Seguidor eje horizontal</i>	18	28	1 (100 kW _n)
<i>Seguidor dos ejes</i>	18	7	4 (25 kW _n)
<i>Seguidor un eje polar</i>	18	7	4 (25 kW _n)
<i>Seguidor un eje vertical</i>	18	7	4 (25 kW _n)

Tabla 5.9: Resumen de conexiones instaladas en cada instalación.

5.3.2 DISTRIBUCIÓN EN PLANTA. SOMBRAS.

Una vez conocida la configuración de los campos generadores, conviene realizar la distribución en planta del sistema generador, ya que en función de esta realizaremos posteriormente los cálculos de cableado.

El factor más importante durante la implantación de las estructuras y seguidores, es siempre el de sombreado el cual se basará en los porcentajes de pérdidas por sombreado creado por las instalaciones situadas más al sur.

Dicho esto, es importante considerar un factor que pocas veces se tiene en cuenta: el sombreado parcial. No sería sensato calcular las pérdidas por sombras derivadas del porcentaje de sombreado de un módulo fotovoltaico respecto del conjunto que lo contiene sin tener en cuenta como repercute esto en el resto de módulos con los que están colocados en serie.

Esto se puede observar en la siguiente imagen extraída de la simulación de nuestro sistema de estructuras fijas:

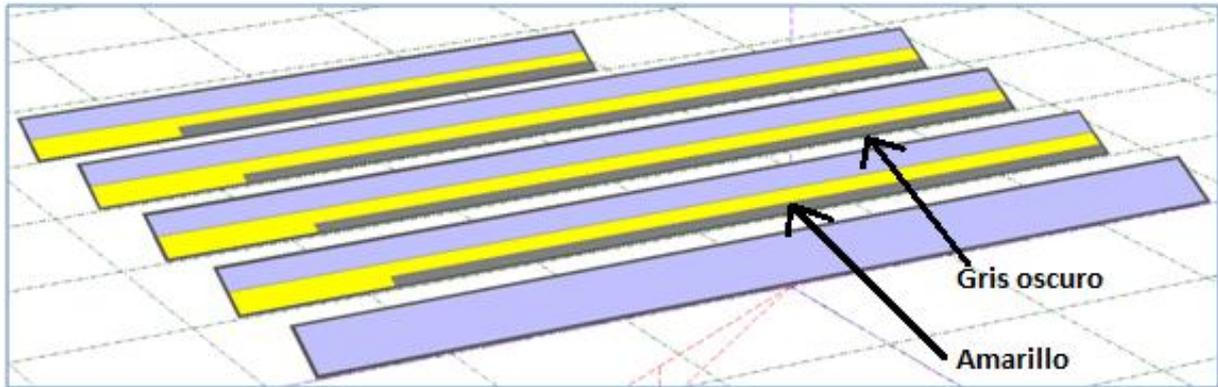


Fig. 5.7: Pérdidas generadas por sombreado.

Como se puede apreciar, las zonas de color gris oscuro detallarían la existencia de sombras reales ocasionadas por los objetos situados más al sur. Sin embargo, en nuestras simulaciones, tendremos en cuenta la incidencia de estas sombras en el resto de módulos que están conectados en serie (zonas amarillas). Estas pérdidas, habitualmente no consideradas, pueden suponer más de un 1% de error en los datos finales de generación.

La primera conclusión interesante que se puede obtener de esto es que es conveniente prever la primera aparición de sombras. Si volvemos a mirar el dibujo, las filas de las estructuras se han utilizado para colocar series de módulos en lugar de utilizar las columnas para seriar. Esto nos hace ver que no sólo la eficiencia de una instalación de estas características reside en el buen dimensionamiento sino también en su posición. Algo similar ocurre con las estructuras de los seguidores. Es interesante agrupar las series en las zonas laterales ya que las sombras son más alargadas de este a oeste y así mientras un lateral de los seguidores se encuentra sombreado el resto puede trabajar un poco más de tiempo a pleno rendimiento.

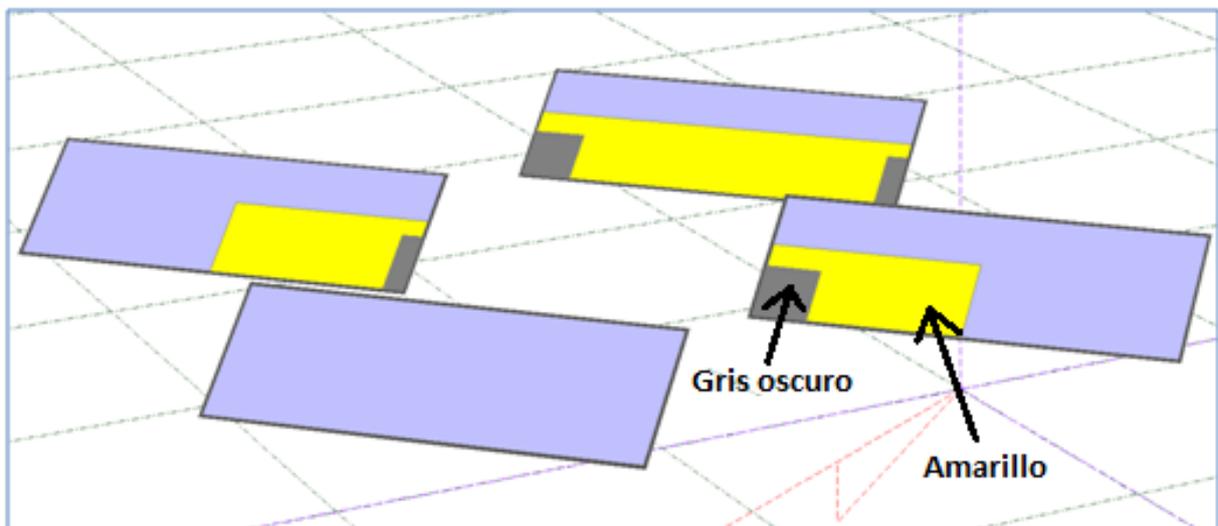


Fig. 5.8: Pérdidas generadas por sombreado.

5.3.3 CÁLCULO DE DISTANCIA ENTRE ESTRUCTURAS Y SEGUIDORES

Como se ha comentado anteriormente, la colocación de los paneles condiciona la captación de la radiación, ya que las sombras afectarán a su rendimiento, por lo que las distancias entre ellos son de vital importancia.

5.3.3.1 ESTRUCTURAS FIJAS Y DE UN EJE HORIZONTAL

Los módulos se colocarán sobre estructuras con un grado de inclinación de 30° sobre el nivel del terreno. La inclinación viene dada por la situación de la zona, en este caso corresponde con la inclinación de la localidad de Zaragoza. Cabe destacar que esta inclinación varía en función del fin a conseguir siendo esta distinta si nuestro objetivo fuera obtener la máxima captación posible en verano o en invierno.

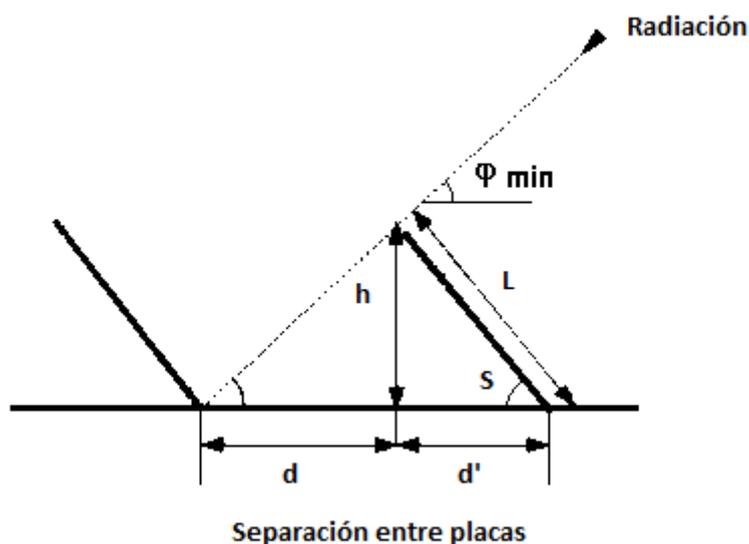
Como punto de partida, y de amplia utilización en el sector, los cálculos para la obtención de la distancia óptima entre las filas de estructuras se viene realizando a partir de las recomendaciones del IDAE⁹, mediante la siguiente ecuación:

$$d = \frac{h}{\tan(61 - \text{latitud})} = h \times k$$

La distancia d , medida existente entre las filas de módulos obstáculo sobre la horizontal. La altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación, deberá garantizar un mínimo de 4 horas de sol entorno al mediodía en el solsticio de invierno. Esa distancia d será superior al valor obtenido a partir de la expresión, en la cual:

$$h = L \times \sin(S)$$

$$d' = L \times \cos(S)$$



⁹ Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

Fig. 5.9: Distancia de separación entre placas solares.

Valores que para nuestro caso concreto, se traducirían en las siguientes distancias:

$$L = 3.29 \text{ m}$$

$$S = 30^\circ$$

$$h = L \times \sin(S) = 1.645 \text{ m}$$

$$d' = L \times \cos(S) = 2.8492 \text{ m}$$

$$d = h / \tan(61 - \text{latitud}) = 4.71 \text{ m}$$

$$D = d + d' = 7.55 \text{ m}$$

Hay que considerar que estas distancias suponen un mínimo establecido, y que de ninguna manera suponen una distancia óptima. Dichas recomendaciones se tomaron en su día como método de diseño ya que la entidad IDAE, de la mano del ICO¹⁰, fue la encargada de administrar las ayudas por medio de subvenciones económicas a fondo perdido o a través de préstamos, estableciendo unos mínimos a cumplir entre los que se encontraba esta medida de diseño.

La distancia a considerar tras realizar simulaciones, será de 10 metros entre las filas de módulos.

La única diferencia con respecto al seguidor de un eje horizontal es conceptual, ya que la morfología de la planta es idéntica que la de estructuras fijas. Únicamente se añade un ángulo de giro mediante eje horizontal que permitirá aprovechar la radiación adicional con origen estacional. Es decir, en invierno, con el sol más bajo podrá tener hasta una inclinación de 40°, mientras que en verano la inclinación será menor y se dispondrá próxima al nivel horizontal.

Aún así las pérdidas por sombras obtenidas mediante simulaciones no son banales:

<i>Sistema</i>	<i>Distancia filas (m)</i>	<i>Pérdidas sombreado (%)</i>
<i>Fijas</i>	10 m	2,10%
<i>Seguidor eje horizontal</i>	10 m	2,30%

Tabla 5.10: Distancia entre filas de paneles y pérdidas producidas por sombreado.

5.3.3.2 SEGUIDORES 2 EJES, 1 EJE VERTICAL Y 1 EJE AZIMUTAL

Como indicamos en las hipótesis de partida, para la evaluación de estos sistemas partiremos de los datos establecidos por un seguidor de 2 ejes comercial y a partir de sus dimensiones y características, estableceremos el resto de seguidores.

En el caso del seguimiento a dos ejes, eje vertical y eje polar, por la peculiaridad de estos sistemas el fabricante suele aportar unas distancias óptimas entre los diferentes seguidores de una planta fotovoltaica. Para el caso del seguidor escogido ADES 5F-27M, el fabricante recomienda para una latitud de 40°, una implantación en rectángulo con unas distancias Norte-

¹⁰ Instituto de crédito oficial

Sur de 35 metros y Este-Oeste de 35 metros, garantizándose la ausencia de sombras para una altura solar mayor de 20°.

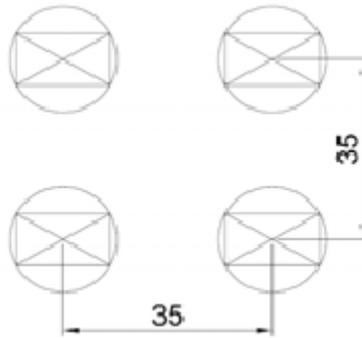


Fig. 5.10: Distancia de separación entre seguidores solares.

No obstante realizaremos las simulaciones pertinentes. Estas arrojan los siguientes resultados:

Sistema	Distancia N-S (m)	Distancia E-O (m)	Pérdidas sombreado (%)
<i>Seguidor dos ejes</i>	35 m	35 m	1,80%
<i>Seguidor un eje polar</i>	35 m	35 m	2,40%
<i>Seguidor un eje vertical</i>	35 m	35 m	0,90%

Tabla 5.11: Distancia entre seguidores y pérdidas producidas por sombreado.

5.3.4 CÁLCULO DE CABLEADO Y CANALIZACIONES

Para el dimensionamiento de los conductores, se tendrán en cuenta dos factores:

- La caída de tensión máxima admisible entre el generador y la Red de Distribución no será superior al 1,5 % según ITC-BT 40 del REBT.
- La intensidad soportada por los conductores no será inferior al 125% de la máxima intensidad del generador, según la misma ITC mencionada en el anterior punto.

El cálculo de las caídas de tensión de cada una de las instalaciones, estará realizado mediante una hoja Excel creada por el autor del presente proyecto.

En ella introduciremos los datos básicos de cada instalación:

- Número de módulos en serie.
- Número de ramas por caja.
- Distancias.

El conductor a utilizar en la instalación variará según la aplicación de éste:

- La unión entre módulos se realizará mediante los propios conectores y conductores incluidos en el módulo. En caso de ser necesario llevar uno de los dos polos hasta la caja de conexión más cercana o inversor, este tendrá las características siguientes ZZ-F (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC cuya característica principal es el aumento de resistencia ante los rayos ultravioletas.
- Para los conductores enterrados bajo tubo, valdría con cualquier tipo de conductor unipolar 0,6/ 1 kV. No obstante, en caso de instalarse en zonas rurales, una opción interesante sería la instalación de conductor XZ1FA3Z-K (AS) 1,8 kV DC - 0,6/1 kV AC resistente a las mordeduras de roedores.
- En la zona interior del centro de transformación, el conductor a utilizar será libre de halógenos con aislamiento 0,6/ 1 kV.

Las fórmulas básicas empleadas en la elaboración de esta tabla son las siguientes:

Tensión continua:
$$U = 2 \times I \times L$$

Tensión alterna trifásica:
$$U = \sqrt{3} \times I \times L \times (R \cos \varphi + X \sin \varphi)$$

Corriente continua:
$$I = P/U$$

Corriente alterna trifásica:
$$I = P/U \times \cos \varphi \times \sqrt{3}$$

Potencia expresada en voltios-amperios (VA), tensión expresada en voltios.

Caída de tensión en baja tensión:
$$CTbt = 2 \times I \times L \times R/U \times 1000$$

Caída de tensión en alta tensión:
$$CTat = CTbt + \sqrt{3} \times I \times L \times R/U \times 1000$$

Se adjunta listado con caídas de tensión e intensidades.

Para el cálculo de las canalizaciones, se ha desarrollado otra aplicación en Excel la cual dimensiona las canalizaciones en función de los conductores que las atraviesan, según se explica en la ITC-BT 21 del REBT. Así pues para menos de 10 conductores, se aplicará la Tabla nº9 de dicha ITC mientras que para más de 10 conductores se elegirá el diámetro de aquel tubo cuya sección interior sea como mínimo igual a 4 veces la sección ocupada por los conductores.

A continuación se pasa a mostrar los datos obtenidos:

ESTRUCTURAS FIJAS / SEGUIDOR EJE HORIZONTAL

Circuito	Nº PARALELOS	DC/AC	1F/3F	Tensión (V)	Cos φ	Potencia (W)	Inten. (A)	R (Ohm/km)	Long (m)	% Caída Tensión Parcial	% Caída Tensión Acumulada	Intensidad admisible (A)	% Intensidad ITC-BT 40	Nº Conductores	Sección (mm2)	
DESDE MODULO A CAJA NIVEL I	1	DC	2	673,2	1	5466,384	8,12	3,3	28	0,223%	0,041%	53	653%	2,000	1X6	OK
FILA 1 CAJA NIVEL I A CAJA NIVEL II	4	DC	2	673,2	1	21865,536	32,48	3,3	6	0,191%	0,232%	53	163%	2,000	1X6	OK
FILA 2 CAJA NIVEL I A CAJA NIVEL II	6	DC	2	673,2	1	32798,304	48,72	1,21	16	0,280%	0,321%	91	187%	2,000	1X16	OK
FILA 3 CAJA NIVEL I A CAJA NIVEL II	6	DC	2	673,2	1	32798,304	48,72	1,21	26	0,455%	0,497%	91	187%	2,000	1X16	OK
FILA 4 CAJA NIVEL I A CAJA NIVEL II	6	DC	2	673,2	1	32798,304	48,72	0,78	36	0,406%	0,448%	116	238%	2,000	1X25	OK
FILA 5 CAJA NIVEL I A CAJA NIVEL II	6	DC	2	673,2	1	32798,304	48,72	0,78	46	0,519%	0,752%	116	238%	2,000	1X25	OK
CAJA NIVEL II A INVERSOR	25	DC	2	673,2	1	120260,448	178,64	0,2	24	0,255%	1,006%	241	135%	2,000	1X95	OK

CAIDAS DE TENSION DE INVERSOR A CT

Circuito	nº	DC/AC	1F/3F	Tensión (V)	Cos φ	Potencia (W)	Inten. (A)	R (Ohm/km)	Long (m)	% Caída Tensión	% Caída Tensión Acumulada	Intensidad admisible (A)	% Intensidad ITC-BT 40	Nº Conductores	Sección (mm2)	
INVERSOR A CPM/CGP	1	AC	3	400	1	110000	158,77	0,27	5	0,09%	1,10%	204	128%	3,000	1X70	OK

SEGUIDORES 2 EJES / 1 EJE VERTICAL

Circuito	Nº PARALELOS	DC/AC	1F/3F	Tensión (V)	Cos φ	Potencia (W)	Inten. (A)	R (Ohm/km)	Long (m)	% Caída Tensión Parcial	% Caída Tensión Acumulada	Intensidad admisible (A)	% Intensidad ITC-BT 40	Nº Conductores	Sección (mm2)	
DESDE MODULO A CPT	1	DC	2	673,2	1	5466,384	8,12	3,3	28	0,223%	0,041%	53	653%	2,000	1X6	OK
DESDE CPT A INVERSOR	7	DC	2	673,2	1	38264,688	56,84	1,21	2	0,041%	0,000%	91	160%	2,000	1X16	OK
DESDE INVERSOR 1 A CSP	4	AC	3	400	1	27500	39,69	0,554	61	0,58%	0,622%	140	353%	3,000	1X35	OK
DESDE INVERSOR 2 A CSP	6	AC	3	400	1	27500	39,69	0,554	61	0,58%	0,622%	140	353%	3,000	1X35	OK
DESDE INVERSOR 3 A CSP	6	AC	3	400	1	27500	39,69	1,21	27	0,56%	0,603%	91	229%	3,000	1X16	OK
DESDE INVERSOR 4 A CSP	6	AC	3	400	1	27500	39,69	1,21	27	0,56%	0,603%	91	229%	3,000	1X16	OK

CAIDAS DE TENSION DE CSP A CPM

Circuito	nº	DC/AC	1F/3F	Tensión (V)	Cos φ	Potencia (W)	Inten. (A)	R (Ohm/km)	Long (m)	% Caída Tensión	% Caída Tensión Acumulada	Intensidad admisible (A)	% Intensidad ITC-BT 40	Nº Conductores	Sección (mm2)	
CSP A CPM/CGP	1	AC	3	400	1	110000	158,77	0,27	38	0,71%	1,33%	204	128%	3,000	1X70	OK

SEGUIDORES 2 EJES / 1 EJE VERTICAL

Circuito	Nº PARALELOS	DC/AC	1F/3F	Tensión (V)	Cos φ	Potencia (W)	Inten. (A)	R (Ohm/km)	Long (m)	% Caída Tensión Parcial	% Caída Tensión Acumulada	Intensidad admisible (A)	% Intensidad ITC-BT 40	Nº Conductores	Sección (mm2)	
DESDE MODULO A CPT	1	DC	2	673,2	1	5466,384	8,12	3,3	28	0,223%	0,041%	53	653%	2,000	1X6	OK
DESDE CPT A INVERSOR	7	DC	2	673,2	1	38264,688	56,84	1,21	2	0,041%	0,000%	91	160%	2,000	1X16	OK
DESDE INVERSOR 1 A CSP	4	AC	3	400	1	27500	39,69	0,554	31	0,30%	0,337%	140	353%	3,000	1X35	OK
DESDE INVERSOR 2 A CSP	6	AC	3	400	1	27500	39,69	0,554	31	0,30%	0,337%	140	353%	3,000	1X35	OK
DESDE INVERSOR 3 A CSP	6	AC	3	400	1	27500	39,69	0,554	31	0,30%	0,337%	140	353%	3,000	1X35	OK
DESDE INVERSOR 4 A CSP	6	AC	3	400	1	27500	39,69	0,554	31	0,30%	0,337%	140	353%	3,000	1X35	OK

CAIDAS DE TENSION DE CSP A CPM

Circuito	nº	DC/AC	1F/3F	Tensión (V)	Cos φ	Potencia (W)	Inten. (A)	R (Ohm/km)	Long (m)	% Caída Tensión	% Caída Tensión Acumulada	Intensidad admisible (A)	% Intensidad ITC-BT 40	Nº Conductores	Sección (mm2)	
CSP A CPM/CGP	1	AC	3	400	1	110000	158,77	0,16	103	1,13%	1,47%	230	145%	3,000	1X120	OK

SECCION	SECCION CABLES											SECCION	Smin TUBOS	SECCION TUBOS		SECCION ELEGIDA
	6 mm	10 mm	16 mm	25 mm	35 mm	50 mm	70 mm	95 mm	120 mm	150 mm	240 mm			DIAM EXT	S Int	
A-A	2	2	2	4								686,4	2745,8	75	2980,25	OK
B-B		2	2	4								605,0	2420,0	75	2980,25	OK
C-C			2	4								499,4	1997,6	63	2042,83	OK
D-D				4								366,4	1465,7	63	2042,83	OK
E-E				2								183,2	732,9	40	754,77	OK
F-F							2					382,3	1529,1	75	2980,25	OK
G-G					3							333,7	1334,6	63	2042,83	OK
H-H					6							667,3	2669,3	75	2980,25	OK
I-I			3									199,4	797,7	50	1256,64	OK
J-J			6		6							1066,2	4264,7	90	4347,47	OK
K-K							3					573,4	2293,6	75	2980,25	OK
L-L								3				841,7	3366,6	90	4347,47	OK
M-M						6			3			1988,5	7953,9	125	8741,70	OK
N-N												0,0	0,0	40	754,77	OK

Tabla 5.12: Cálculo de secciones para estructuras fijas/seguidor horizontal (primera), seguidor de dos ejes y eje vertical (segunda), seguidor de eje polar (tercera) y canalizaciones resultantes (cuarta).

5.3.5 CAJAS NIVEL I Y II

Durante el diseño de este proyecto, se ha considerado la implantación de cajas de nivel Telergon intermedias cuya función es la de agrupar series de 18 módulos con el fin de salir de dicha caja con dos únicos conductores, uno positivo y otro negativo.

Se ha denominado, cajas de nivel I, a aquellas cajas más próximas a los módulos fotovoltaicos, si bien es cierto que su morfología y finalidad no se diferencia de las cajas de nivel II.

Dicha morfología puede apreciarse en la siguiente imagen:



Fig. 5.11: Interior de cajas de nivel I y II.

Como se puede observar en la imagen, en la parte inferior de la caja se dispone de bases portafusibles para las distintas ramas (o paralelos) de las instalaciones. Todas ellas son agrupadas y salen de la caja con dos únicos conductores, precedido todo ello por un interruptor de corte en carga. No deja de ser curioso que la comercialización de este tipo de cajas tan extendidas no tenga una aplicación clara definida. Si bien es cierto que el seccionamiento de las instalaciones es necesario, la inclusión de fusibles en la parte de continua no tiene un cometido muy claro. Esto es así, debido a que si se observa las características de los módulos, nos podemos dar cuenta que la intensidad de cortocircuito de éstos es sensiblemente superior a su intensidad nominal, por lo que el dimensionamiento de éstos se queda en una mera anécdota ya que los fusibles actuales no dan servicio en un rango de intensidades tan fino. Según lo comentado el dimensionado del fusible será el inmediatamente superior a la intensidad definida en los cuadros anteriores.

Queda claro entonces, que lo más interesante de estas cajas es saber elegir la intensidad máxima de salida, que en nuestro caso quedará definida como 175 A y 200 A, ya que el amperaje inmediatamente inferior es de 40 A, insuficiente para cortar la intensidad de cortocircuito de nuestras agrupaciones.

5.3.6 ASP

Estas cajas son de seccionamiento y protección, y se utilizan para agrupar circuitos de líneas trifásicas en alterna. En este proyecto las hemos usado para agrupar los conductores que provienen de los inversores de los seguidores de 25 kW_n.

De esta manera, ahorramos en metros de conductor y canalización, al mismo tiempo que dotamos a las líneas de un sistema de seccionamiento y protección mediante fusibles.

Los fusibles serán de tipo NH1 y variarán según la sección del conductor que se conecte a la caja. En la siguiente tabla se puede ver las distintas secciones, con sus correspondientes fusibles de protección:

<i>Sección mm²</i>	<i>Fusibles (A)</i>
10	50
16	80
25	100
35	125
50	125
70	160
95	200
120	250
150	300

Tabla 5.13: Secciones con su correspondiente fusible de protección.

5.3.7 CAJA DE SECCIONAMIENTO DE PUESTA A TIERRA

Como se ha comentado en anteriores capítulos, existe un “diferencial de continua” que evita los posibles accidentes derivados de un contacto indirecto en la zona de continua.

Así pues, este aparato está compuesto principalmente por una caja con un seccionador con motor que lleva acoplado un detector de aislamiento. En caso de detectarse una fuga, el detector de aislamiento actuaría sobre el seccionador y haría que todos los polos que llegan hasta ese cuadro se cortocircuitasen a tierra, eliminando la diferencia de tensión con tierra evitaría la derivación de la fuga a través de una persona.

En la siguiente imagen, podemos apreciar en detalle la caja.



Fig. 5.13: Interior de caja de seccionamiento puesta a tierra.

Estos elementos deben de preceder a cualquier inversor, ya que como se habrá deducido ya, el aislamiento galvánico de los inversores haría imposible la detección de una fuga en el lado de continua.

5.3.8 CONTADORES

Al tratarse de cinco plantas diferentes, y sin haberse especificado si todas pertenecen a un mismo propietario, realizaremos una medida en baja tensión por cada una de ellas.

Para ello, dispondremos en la parte exterior del centro de transformación de 5 CPM o cajas de protección y medida, las cuales estarán compuestas por la propia caja, un contador bidireccional, fusibles para salida a cuadro de baja tensión, un interruptor general automático y un diferencial de 300 mA.

La intensidad del interruptor general de corte será de 200 A, ya que la intensidad máxima es de 158,77 A, la cual es la intensidad máxima admisible que puede entregar el inversor.



Fig. 5.14: Interior de caja de contadores.

Cabe destacar, que aunque se realizará una medida en baja tensión, la medida que realmente contará para realizar la facturación será la realizada en alta tensión.

5.3.9 RED DE TIERRAS

Independientemente de las redes de tierras propias del centro de transformación (herrajes y neutro), se proyectará una línea de tierra para la parte de continua de la instalación.

La puesta a tierra de la instalación fotovoltaica se realizará de forma que no altere las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La toma de tierra se va a realizar con picas y conductor de cobre desnudo enterrado. Como electrodos se utilizarán picas de cobre de 1m de longitud y diámetro de 14 mm. Todas las picas se unirán entre sí mediante un conductor de cobre desnudo de 35 mm², estando enterradas tanto las picas como el conductor de cobre a una profundidad mínima de 0.8 m.

Es conveniente decir que todas las masas de la instalación fotovoltaica están conectadas a una única tierra, conectando directamente a esta tierra, tanto la estructura soporte del generador fotovoltaico como el propio seccionador de puesta a tierra.

La instalación de puesta tierra cumplirá con lo exigido en el Real Decreto 1663/2000 (art.12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una red de tierras independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Para la conexión de los dispositivos al circuito de puesta a tierra, será necesario disponer de bornas o elementos de conexión que garanticen una unión perfecta, teniendo en cuenta los esfuerzos dinámicos y térmicos que se producen en caso de cortocircuito.

5.4 SIMULACIÓN DE LOS SISTEMAS

Una vez establecidas las hipótesis de partida del proyecto, llega el turno de realizar las correspondientes simulaciones mediante el uso de estas dos herramientas informáticas:

1. Base de datos Meteonorm. Base de datos que realiza interpolaciones entre los datos de 7400 estaciones meteorológicas distribuidas por toda Europa.
Dicha base de datos dispone de módulos de exportación a distintos formatos mediante código ASCII. En particular, proporciona un archivo al programa PVSYST que contiene datos de las siguientes variables:
 - Irradiancia horizontal global
 - Irradiancia horizontal difusa
 - Velocidad de viento
 - Temperatura ambiente

Todo ello en valores horario desarrollados a partir de modelos estocásticos.

Es interesante advertir que se trata de una base de datos pesimista, pero para el autor, es así como se deberían de acometer los análisis de viabilidad de este tipo de instalaciones.

2. Programa PVSYST. Programa especializado en simulaciones fotovoltaicas, realizado por la universidad de Ginebra. Destaca tanto por su flexibilidad como por la base de datos de la cual dispone, ya sea de módulos solares como de inversores.

Para la simulación de nuestros cinco sistemas y obtención de la energía generada, se considerarán las siguientes pérdidas:

- *Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.* Los módulos fotovoltaicos (FV) obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos, sino que su potencia nominal referida a las condiciones estándar de medida, *STC*, presenta una determinada dispersión. En general los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal, P^* , está dentro de una banda que oscila entre $P^* \pm 3\%$, $P^* \pm 5\%$ o $P^* \pm 10\%$.
- *Pérdidas de mismatch o de conexionado.* Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico. Esto tiene su origen en que si conectamos dos módulos en serie con diferentes corrientes, el módulo de menor corriente limitará la corriente de la serie. De modo semejante ocurre para la tensión de la conexión de módulos en paralelo. Resultando que la potencia de un generador FV es inferior (o en un caso ideal, igual) a la suma de las potencias de cada uno de los módulos FV que lo componen. Las pérdidas de mismatch se pueden reducir mediante una instalación ordenada en potencias (o en corrientes en el punto de máxima potencia) de los módulos FV, así como con el uso de diodos de "bypass".
- *Pérdidas por polvo y suciedad.* Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV. Cabría destacar dos aspectos, por un lado la presencia de una suciedad uniforme da lugar a una disminución de la corriente y tensión entregada por el generador FV y por

otro lado la presencia de suciedades localizadas (como puede ser el caso de excrementos de aves), dando lugar a un aumento de las pérdidas de mismatch y a las pérdidas por formación de puntos calientes.

- *Pérdidas angulares y espectrales.* La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que, además de 1000 W/m^2 de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G. No obstante en la operación habitual de un módulo FV, ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. El que la radiación solar incida sobre la superficie de un módulo FV con un ángulo diferente de 0° implica unas pérdidas adicionales (mayores pérdidas a mayores ángulos de incidencia). Las pérdidas angulares se incrementan con el grado de suciedad.
- *Pérdidas por caídas ohmicas en el cableado.* Tanto en la parte DC como en la parte AC (desde la salida de los inversores hasta los contadores de energía) de la instalación, se producen unas pérdidas energéticas originadas por las caídas de tensión cuando una determinada corriente circula por un conductor de un material y sección determinados. Estas pérdidas se minimizan dimensionando adecuadamente la sección de los conductores en función de la corriente que por ellos circula.
- *Pérdidas por temperatura.* Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia del orden de un 4% por cada 10°C de aumento de su temperatura de operación (este porcentaje varía ligeramente en función de cada tecnología). La temperatura de operación de los módulos FV depende de los factores ambientales de irradiancia, temperatura ambiente, velocidad del viento y de la posición de los módulos o aireación por la parte posterior. Esto implica que, por ejemplo, a igualdad de irradiancia solar incidente un mismo sistema fotovoltaico producirá menos energía en un lugar cálido, que en un clima frío.
- *Pérdidas por rendimiento AC/DC del inversor.* El inversor fotovoltaico se puede caracterizar por la curva de rendimiento en función de la potencia de operación. Es importante seleccionar un inversor de alto rendimiento en condiciones nominales de operación y también es importante una selección adecuada de la potencia del inversor en función de la potencia del generador FV (por ejemplo, el uso de un inversor de una potencia excesiva en función de la potencia del generador FV dará lugar a que el sistema opere una gran parte del tiempo en valores de rendimiento muy bajos, conllevando con ello las consecuentes pérdidas de generación).
- *Pérdidas por rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV.* El inversor fotovoltaico de conexión a red opera directamente conectado al generador FV y tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV (éste punto de máxima potencia cambia con la irradiancia y la temperatura) cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Se puede caracterizar al inversor por una curva de rendimiento de seguimiento del punto de máxima potencia, definida como el cociente entre la energía que el inversor es capaz de extraer del generador FV y la energía que se extraería en un seguimiento ideal. Un problema adicional puede surgir cuando hay sombras sobre el

generador FV. En este caso puede haber escalones en la curva V-I, haciendo que el inversor opere en un punto que no sea el de máxima potencia.

- *Pérdidas por sombreado del generador FV.* Los sistemas FV de conexión a red se suelen instalar en entornos urbanos en los que en muchas ocasiones es inevitable la presencia de sombras en determinadas horas del día, sobre el generador FV, que conducen a unas determinadas pérdidas energéticas causadas, en primer lugar, por la disminución de captación de irradiación solar y por los posibles efectos de mismatch a los que pueden dar lugar. También pueden producirse sombras importantes de unos campos fotovoltaicos sobre otros.

Los detalles obtenidos de las simulaciones, pueden apreciarse en el Anexo I del presente proyecto. No obstante a continuación se exponen un resumen de la energía generada por cada tipo de sistema:

Sistema	Energía anual (kWh)	HSP₁₁	Dif. Mejor (%)
<i>Estructura fija</i>	147.097	1269	-25%
<i>1 eje horizontal</i>	152.420	1315	-20%
<i>2 ejes</i>	182.769	1577	0%
<i>Polar</i>	176.838	1525	4%
<i>Acimutal</i>	176.571	1523	4%

Tabla 5.14: Resumen de energía obtenida por cada una de las tecnologías empleadas.

5.5 ANÁLISIS ECONÓMICO

Como se mencionó en la introducción de este proyecto fin de carrera, el objetivo de este no radica en el análisis de rentabilidad de las instalaciones proyectadas sino que el objetivo que se perseguía era más bien técnico.

No obstante, y como se puede apreciar en la lectura de anteriores capítulos, se expresaría poca sinceridad el hecho de obviar que la evolución y aplicación de la tecnología fotovoltaica va acompañada de un análisis de viabilidad y una rentabilidad asociada a cada proyecto.

Es por eso que a continuación se exponen, a partir de datos de partida de costes aproximados, las rentabilidades de los sistemas expuestos en este proyecto.

Como se habrá deducido, sobre todo del capítulo 4, la rentabilidad de estos tipos de sistemas es estacionaria y por lo tanto, el análisis que se haga a día de hoy, servirá de poco en un plazo breve de tiempo. Esto se debe a la variabilidad de la legislación y sobre todo de los módulos fotovoltaicos.

Para obtener los resultados que a continuación se exponen, se parten de los siguientes costes iniciales de inversión ¹¹para cada tipología de seguimiento:

<i>Estructura</i>	<i>Ratio (€/Wp)</i>	<i>Inversión inicial (€)</i>
<i>2 ejes</i>	5,2	603.200 €
<i>Un eje polar</i>	5,05	585.800 €
<i>Un eje acimutal</i>	4,95	574.200 €
<i>1 eje horizontal</i>	4,05	469.800 €
<i>Estructura fija</i>	3,85	446.600 €

Tabla 5.15: Costes iniciales aproximados para cada una de las tecnologías empleadas.

Además se añaden las siguientes premisas, comunes para los cinco sistemas:

- Método de financiación; consideraremos que el promotor aporta el 80% del capital necesario para llevar a cabo el desembolso inicial. El resto lo aportaría una entidad financiera. El tipo de préstamos será de Leasing¹² a 15 años con 2 años de carencia. El interés de partida medio adoptado será del 3,55 %.
- Periodo de análisis; el análisis se realizará a 25 años pese a que las instalaciones tienen más años de vida.
- IPC; Según RD 661/2007, se aplicará al precio de tarifa la variación del IPC previsto menos 0,25% hasta el 2012 y menos 0,5% hasta los 25. Como hipótesis de partida se considera una tasa de inflación fija (IPC) alrededor al 2,5% aunque actualmente es inferior.

¹¹ Datos obtenidos según consulta a diversas ingenierías.

¹² El leasing consiste en financiar un bien, el cual no pasa a ser propiedad del inversor hasta que no finaliza su amortización.

- Gastos de mantenimiento; Se considera un gasto de mantenimiento sobre la producción de un 3% en el caso de estructuras fijas, de un 6% en el caso de seguidores a un eje y de un 9% para los seguidores de 2 ejes.
- Gastos de terreno; se considera que el terreno es propiedad del promotor y que por lo tanto no debe de pagar ningún tipo de alquiler.
- Depreciación de la instalación; se considera una depreciación a efectos de producción del 1 % que coincide con el compromiso de fabricantes de módulos de garantizar el 80% de la potencia nominal a los 20 años de vida de éstos.
- Tasa de descuento; se considera una tasa del 4% en tipos de producto a largo plazo. Servirá para comparar la rentabilidad de la instalación.
- Tarifa; se parte de una tarifa de salida de 0,2586 €/kWh que corresponde a la tarifa del cuarto trimestre del 2010 publicada por el Ministerio de Industria Tecnología y Ciencia.
- Impuestos; se debe tributar el 30% por el impuesto de sociedades y también se han de contar las desgravaciones. Según el RD 4/2004 las instalaciones fotovoltaicas se consideran como inversiones medio ambientales y se podría deducir el 10% de la inversión. Pero la Ley 35/2006 establece que las deducciones para instalaciones fotovoltaicas desde el 1 de enero de 2009 se multiplican por un factor 0,4, por lo que se puede desgravar un 4% de la inversión material hasta el año 2010, considerando como plazo máximo de desgravación los 10 años siguientes a su puesta en marcha. El impuesto de sociedades sobre la base imponible de impuestos no se empezará a cobrar hasta que existan beneficios.

Una vez establecidas las premisas del análisis, se pasa a completar una hoja Excel especializada¹³ en el análisis de los principales parámetros de viabilidad a considerar para el análisis de viabilidad. Estos son:

- VAN; (Valor Actualizado Neto) permite determinar si un proyecto tendrá ganancias, calculando el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros debidos a una inversión inicial. Se descuentan al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto, es decir descontando la tasa de interés prevista que será la propuesta para la inflación.
- TIR; Cuando el VAN toma un valor igual a 0 pasa a llamarse TIR (tasa interna de retorno) este parámetro indica la rentabilidad que proporciona el proyecto. Cuanta más alta sea la TIR mejor será realizar la inversión, porque hay más posibilidades de generar riqueza.
- PAYBACK; Representa el periodo, en años, de retorno de la inversión.

¹³ Esta hoja no ha sido realizada por el autor. Se puede descargar en los foros de la página web solarweb.net

Introduciendo los correspondientes datos, los resultados obtenidos son los siguientes:

Estructura	VAN (€)	TIR (€)	PAYBACK (años)
<i>2 ejes</i>	115.472	8,47	19
<i>Un eje polar</i>	129.528	9,29	18
<i>Un eje acimutal</i>	138.468	9,86	18
<i>1 eje horizontal</i>	141.174	11,57	13
<i>Estructura fija</i>	158.327	13,2	11

Tabla 5.16: Estudio de financiación para cada una de las tecnologías empleadas.

5.5.1 CONCLUSIONES TECNICO-ECONÓMICAS

Puede producir cierto desconcierto los resultados expuestos ya que se presupone de partida que los seguidores de 2 ejes deberían de prevalecer sobre el resto de estructuras. No obstante se debe de considerar dos conclusiones principales:

1. El desajuste entre el incremento de la producción y el precio de partida de las instalaciones. A modo de ejemplo, el incremento de producción de la instalación con seguidores, alrededor de un 25%, no justifica la diferencia de las inversiones iniciales, sobre un 35%, además de unos gastos de mantenimiento superiores.
2. El hecho de que el ajuste de la tarifa, ha hecho que el precio del módulo fotovoltaico caiga de manera considerable. No obstante, se puede deducir que dicha reducción no ha afectado de la misma forma al mercado de seguidores, que dependen de otros mercados, como puede ser el del acero, no hayan seguido la misma trayectoria.

5.6 BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO

- [1] Miguel Alonso Abella: *Sistemas Fotovoltaicos*. Era Solar., 2005.
- [2] IDAE. *Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*, 2002.
- [3] INGETEAM. *Catálogo Energía Solar Fotovoltaica.*, 2010.
- [4] ATERSA. *Catálogo Energía Solar Fotovoltaica.*, 2010.
- [5] PRONUtec. *Catálogo Armarios de medida y conexión a la red de distribución en instalaciones fotovoltaicas*, 2010.
- [6] TELERGON. *Catálogo Energías Renovables Fotovoltaica*, 2010.
- [7] ADES. *Catálogo seguidores solares*, 2009.
- [8] Miguel Alonso Abella y Faustino Chenlo. *Estimación de la energía generada por un sistema fotovoltaico conectado a red*. Ciemar. 2004

CAPÍTULO 6

DISEÑO DE LAS INSTALACIONES DE EVACUACIÓN EN ALTA TENSIÓN

6.1 INTRODUCCIÓN

Una vez definido el generador fotovoltaico en baja tensión, y después de haber transformado la energía generada de corriente continua a alterna, queda por último definir la evacuación en alta tensión de dicha energía generada.

El centro de transformación¹⁴ utilizado para este tipo de fines, comparte muchas de las características a efectos de dimensionamiento, con los centros de transformación que usualmente se utilizan para las redes de distribución urbanas.

No obstante existen ciertas particularidades que pasamos a enumerar:

- Armario de relés; es obligatorio el uso de estos armarios los cuales mandarán disparar el interruptor automático en caso de alteraciones que más adelante comentaremos.
- Medida en alta tensión; se utilizará como “totalizador” de la energía generada y cedida a la red de distribución.
- Servicios auxiliares; además de los propios del centro de transformación, serán necesarios unos servicios adicionales.
- Alojamiento inversores; si recordamos, existen dos inversores de 100 kW_n que se alojarán en el mismo espacio del propio centro de transformación, por lo que habrá que tener en cuenta este hecho a la hora de dimensionar la ventilación adecuada mediante rejillas.

Así pues, en los sucesivos apartados se irán desarrollando tanto las hipótesis de partida como la justificación técnica de los equipos escogidos, intentando en la manera de lo posible, describir las posibles soluciones reales existentes en el mercado.

6.2 HIPÓTESIS INICIALES

Para desarrollar el diseño del centro de transformación, utilizaremos las siguientes hipótesis iniciales:

- Supondremos que nuestro punto de conexión será una torre de media tensión que la empresa distribuidora tiene a menos de 20 metros de distancia del centro de transformación.
- La resistividad del terreno (ρ) se fijará a 100 Ω .m.
- La potencia de cortocircuito propuesta por la compañía distribuidora será de 350 MVA.
- La tensión de conexión en media tensión será de 15 kV.
- El régimen de neutro en alta tensión será neutro aislado.
- La medida individual en baja tensión de cada planta se situará en el exterior de los prefabricados, como se comentó en anteriores capítulos.

Estas premisas, condicionarán los cálculos del centro de transformación al mismo tiempo que afectarán a su morfología.

6.3 DISEÑO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN

El centro de transformación propuesto se alojará en un edificio prefabricado de hormigón. Antes de decidir las dimensiones de este edificio, debemos de concretar los elementos que

¹⁴ Este tipo de centros se suelen denominar también centros de seccionamiento y medida.

contendrá. Parece sensato considerar en primer lugar los elementos que vayan a necesitar de más espacio, como son: el transformador, las celdas y los inversores. No obstante, es preciso tener en cuenta para su dimensionamiento, las condiciones requeridas por la compañía distribuidora en la zona de Aragón.

6.3.1 REQUISITOS COMPAÑÍA DISTRIBUIDORA. ARMARIO DE PROTECCIONES.

Para la conexión de la central a la red de alta tensión se exige por parte de la compañía distribuidora una serie de protecciones que garanticen la no distorsión en la red por parte de la central. Para ello es necesaria la colocación de un armario de protecciones indirectas que actúen sobre el interruptor automático frontera con la red de distribución:

En particular, las protecciones requeridas son las siguientes:

- Relés de mínima tensión instantáneos (entre fases): 3x(2x27)
- Relé de máxima tensión 3x59
- Relé de máxima tensión homopolar 59N
- Relé de máxima y mínima frecuencia (81m/81M)
- Relé de máxima intensidad (entre fases) 3x(50/51)
- Relé de máxima intensidad de fases (50N/51N). En el caso de red con neutro aislado, la protección debe de ser direccional 67N.
- Relé direccional de potencia (32)

En particular, lo que se intenta evitar es la desincronización de la central con la red de distribución. Para ello se fijan una serie de valores, que son los siguientes:

- Las caídas de tensión tanto mínimas como máximas, se fijan al 8 % de la tensión nominal.
- La diferencia de presencia se fija con una variación de 1 Hz.
- La potencia se fija al 102% de la potencia nominal de las instalaciones.

Mención especial merece el relé direccional. Este relé tiene su origen en la naturaleza de la red de distribución, neutro aislado. En el gráfico de a continuación se muestra el comportamiento de las corrientes homopolares en un sistema de distribución con neutro aislado ante una falla a tierra. Como se puede apreciar, en la línea con la fuga a tierra existe una corriente desde la barra de la subestación hacia la fuga.

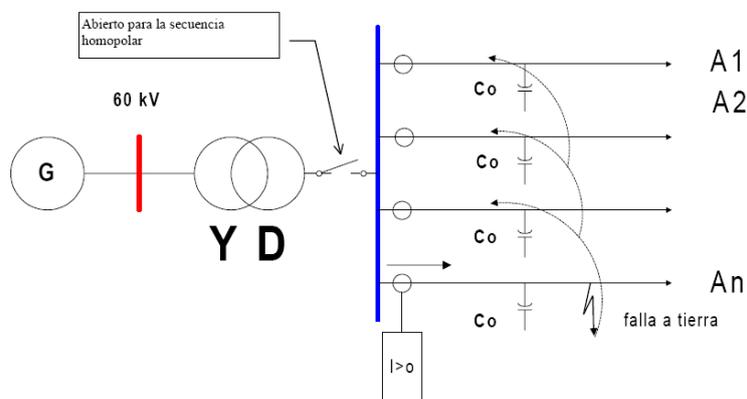


Fig. 6.1: Esquema de conexión de un relé direccional

Debido a que la conexión en triángulo del transformador de potencia aísla al transformador del sistema de distribución, ya que recordemos que el neutro se encuentra aislado, según la ley de Kirchoff esta corriente tiene que regresar a la barra de la subestación a través de las otras líneas que salen de la subestación y de sus capacidades homopolares, teniendo una dirección contraria; es decir, ante un falla a tierra de una línea, en todas las líneas de la subestación circularán corrientes homopolares siendo la dirección de la corriente homopolar en la línea con fuga en un sentido y en sentido contrario en todas las otras líneas.

Por consiguiente, con la finalidad de que la detección de la fuga sea selectiva, se hace necesaria la implantación de relés direccionales de sobrecorriente homopolar en cada línea, en caso de utilizar relés no direccionales, todos los relés del resto de líneas actuarían.

Como hemos comentado, este armario de relés actuará sobre la celda de automático en alta tensión en caso de encontrar anomalías.

Al tratarse de una protección importante, debe de alimentarse mediante un sistema de alimentación ininterrumpida (SAI) para que en caso de desconexión pueda seguir funcionando.

6.3.2 TRANSFORMADOR

Una vez definidas las condiciones de la compañía distribuidora, podemos dimensionar el transformador. Como hemos comentado, la conexión será Dyn11.

En cuanto a la potencia del transformador, recordemos que se fijaba en el 102% de la nominal.

En anteriores capítulos, definíamos la potencia nominal como la suma de la potencia nominal de sus inversores. Para nuestra instalación será de 500kW_n.

Por lo tanto la potencia del centro de transformación será como mínimo de:

$$P [kW] \geq 102 \times 500 \geq 510 \text{ kW}$$

Según la norma UNE 21428, la potencia normalizada del transformador pasaría de 400 kVA a 630 kVA, por lo tanto, será esta última la potencia elegida.

Las características del transformador elegido son las siguientes:

Fabricante	Tipo	Potencia (kVA)	Tensión primario (V)	Tensión secundario (V)	Regul. BT
LayBox	Dyn11	630 kVA	15.000 V	420 V	±2,5% ±5%

Tabla 6.1: Características del transformador escogido.

6.3.3 CELDAS

Una vez definido el transformador, en particular la potencia del transformador, pasaremos a definir las celdas que componen el centro de transformación.

Para seleccionar dichas celdas, deberemos en primer lugar, establecer las exigencias en cuanto a nivel de tensión y de intensidad.

El nivel de aislamiento de la aparamenta es el siguiente:

Tensión eficaz (kV)		Tensión soportada a 50 Hz (Valor eficaz kV 1 min)		Tensión soportada nominal a los impulsos tipo rayo (Valor cresta kV)	
<i>Nominal de red</i>	<i>Más elevada para el material</i>	<i>A tierra y entre fases</i>	<i>A distancia de Seccionamiento</i>	<i>A tierra y entre fases</i>	<i>A distancia de Seccionamiento</i>
< 20	24	50	60	125	145
>20 ≤ 30	36	70	80	170	195

Tabla 6.2: Relación de tensión de aislamiento escogida con la tensión nominal de la red.

Por lo tanto el nivel de aislamiento será de 24 kV.

Intensidad asignada.

En un transformador trifásico la intensidad del circuito primario I_p viene dada por la expresión:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \times U_p}$$

Siendo:

- S: Potencia del transformador en kVA.
- U_p : Tensión compuesta primaria en kV.
- I_p : Intensidad primaria en A.

Sustituyendo valores obtenemos una intensidad de primario de 24,25 A.

Por otro lado, debemos de obtener la intensidad de cortocircuito de primario con el fin de apreciar si las celdas son apropiadas para nuestra instalación:

$$I_{ccp} = \frac{S_{cc}}{\sqrt{3} \times U_p}$$

Donde:

- S_{cc} : Potencia de cortocircuito de la red en MVA.
- U_p : Tensión compuesta primaria en kV.
- I_{ccp} : Intensidad de cortocircuito primaria en kA.

Tomando la potencia de cortocircuito de nuestras hipótesis iniciales, obtenemos una intensidad de cortocircuito de 13,47 kA.

Una vez que sabemos las características que deben de tener las celdas, elegiremos las celdas que más nos convienen:

- Celda de línea; será la última celda del centro de transformación. De aquí se deberá de partir a la hipotética torre de alta tensión donde se debería de realizar el entronque aéreo-subterráneo. La celda de línea escogida será la siguiente:

Fabricante	Referencia	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Int. Corta duración (kA)
Ormazabal	CGMCOSMOS-L	24 kV	400 A	16 kA

Tabla 6.3: Características de la celda de línea empleada.

- Celda de protección de transformador; será la celda encargada de proteger el transformador. Estará formada por una celda con fusibles. La celda de protección de transformador escogida será la siguiente:

Fabricante	Referencia	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Int. Corta duración (kA)
Ormazabal	CGMCOSMOS-P	24 kV	400 A	16 kA

Tabla 6.4: Características de la celda de protección empleada.

Los fusibles asignados serán de 63 A.

- Celda de medida; será la celda encargada de realizar la medida en alta tensión así como de medir los valores de tensión e intensidad que necesita el armario de protecciones. En su interior se alojarán los siguientes transformadores:
 - 3 Transformadores de intensidad con relación 30/5-5 A. Se utilizan dos devanados secundarios, uno para medida y otro para protecciones.
Medida: Pp=15 VA. Clase 0,5.
Protección: Pp=30VA. Clase 5P10.
 - 3 Transformadores de tensión con relación 16500:V3 / 110:V3
Medida: Pp=50 VA. Clase 0,5.
Protección: Pp=25 VA. Clase 3P.

Fabricante	Referencia	Tensión (kV)	Intensidad (A)
Ormazabal	CGMCOSMOS-M	24 kV	400 A

Tabla 6.5: Características de la celda de medida empleada.

- Celda de protección con automático; será la encargada de realizar las maniobras del armario de protecciones. Es interesante que esta celda incorpore un motor para su rearme automático.

Fabricante	Referencia	Tensión (kV)	Intensidad (A)	Int. Corta duración (kA)
Ormazabal	CGMCOSMOS-V	24 kV	400 A	16 kA

Tabla 6.6: Características de la celda de protección empleada.

Todas las dimensiones se encuentran reflejadas en el plano correspondiente.

6.3.4 CUADRO BT

Se dispondrá de un cuadro de baja tensión que hará de puente entre la salida en baja tensión del transformador y la entrada en baja tensión de las líneas provenientes de las cajas de protección y medida de cada planta.

Dicho cuadro, será del tipo distribución. Estará formado por bases tripolares verticales y por un seccionador de corte en carga para la salida al transformador.

Como hemos comentado en anteriores capítulos, a dicho cuadro llegarán 5 líneas trifásicas de cada una de las plantas, por lo que la intensidad máxima de cada línea será de:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \times U \times \cos \varphi} = \frac{116.000}{\sqrt{3} \times 400 \times 1} = 167,43 \text{ A}$$

El conductor seleccionado para realizar estos puentes será RZ1-K(AS) y su sección será de 4x1x70 + 1x35 mm².

Los fusibles del cuadro serán de 200 A.

El cuadro seleccionado es el siguiente:

<i>Fabricante</i>	<i>Intensidad máxima (A)</i>	<i>Nº Bases</i>	<i>Referencia</i>
Pronutec	1600 A	Hasta 6	41662120123

Tabla 6.7: Características del cuadro de baja tensión empleado.



Fig. 6.2: Cuadro de baja tensión.

6.3.5 ARMARIO DE MEDIDA

En dicho armario irá contenido un contador totalizador de la energía entregada en alta tensión a la red de distribución. El contador leerá los datos a través de los transformadores situados en la celda de medida. El mencionado contador debe de ser bidireccional, es decir, debe de tener la capacidad, no sólo de realizar la lectura de la energía exportada, sino también de la energía consumida.

Al ser una instalación con una potencia superior a 450 kW, se considerará como un punto de medida tipo 2, según el RD 1110/2007 sobre puntos de medida.

Además es obligatorio que dicha medida disponga de comunicación remota, mediante el uso de un modem para poder realizar lecturas remotas.

El contador seleccionado para este cometido es el siguiente:

Fabricante	Modelo	Modem
Actaris	ACE SL7000	Sparkline

Tabla 6.8: Características del contador empleado.

Del totalizador se obtendrá la medida real, y por lo tanto facturable, de la agrupación de las plantas. La forma de facturar será la siguiente:

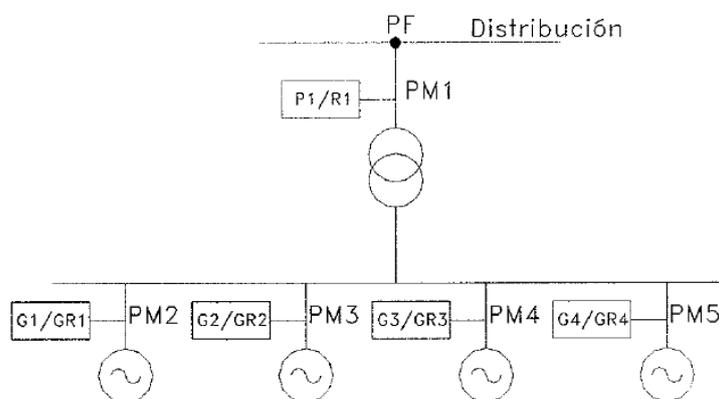


Fig. 6.3: Diagrama de facturación de agrupación de contadores.

Por lo tanto la planta 1 facturará:

$$\text{Energía planta 1} = \text{Energía totalizador} \times \frac{\text{Energía planta 1 en BT}}{\sum \text{Energía 5 plantas en BT}}$$

6.3.6 EDIFICIO PREFABRICADO

Una vez que conocemos la apartamentada necesaria a instalar en el centro de transformación, seleccionamos las dimensiones que más se ajustan a nuestras características dentro de la gama comercial existente.

Seleccionamos la siguiente caseta:

Fabricante	Modelo
Ormazabal	PF-203

Tabla 6.9: Características del edificio prefabricado.

A pesar que este tipo de edificios prefabricados disponen de unas rejillas de ventilación definidas, es importante realizar de nuevo el dimensionado ya que, como se comentó anteriormente, el edificio contendrá 2 inversores adicionales de 100 kW_n.

Para el cálculo de la superficie mínima de las rejillas de entrada de aire en el edificio del centro de transformación, se utiliza la siguiente expresión:

$$S_r = \frac{(W_{cu} + W_{fe} + W_{inv})}{(0,24 \times k \times \sqrt{h} \times \Delta T^3)} = \frac{(1,03 + 6,5 + 2 \times 0,043 \times 100)}{(0,24 \times 0,5 \times \sqrt{1,5} \times 15^3)} = 1,63 \text{ m}^2$$

Siendo:

- W_{cu}: Pérdidas en el cobre del transformador, en kW.
- W_{fe}: Pérdidas en el hierro del transformador, en kW.
- W_{inv}: Pérdidas del inversor, en kW.
- K: Coeficiente en función de la forma de las rejillas de entrada de aire, 0,5.
- H: Distancia vertical entre centros de las rejillas de entrada y salida, en m.
- ΔT: Diferencia de temperatura entre el aire de salida y el de entrada, 15°C.
- S_r: Superficie mínima de la rejilla de entrada de ventilación del transformador, en m².

Las pérdidas del transformador las obtendremos de las hojas de características técnicas del fabricante, mientras que las pérdidas del inversor las obtendremos de aplicar a la potencia nominal de cada inversor la euroeficiencia del fabricante.

6.3.7 RED DE TIERRAS

Se proyectarán dos redes de tierra, una de protección y otra de servicio.

Para los cálculos a realizar se emplearán los procedimientos del "Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación de tercera categoría", editado por UNESA.

6.3.7.1 TIERRA DE PROTECCIÓN.

Se conectarán a este sistema las partes metálicas de la instalación que no estén en tensión normalmente, pero que pueden estarlo por defectos de aislamiento, averías o causas fortuitas, tales como chasis y bastidores de los aparatos de maniobra, envolventes metálicas de las cabinas prefabricadas y carcasas de los transformadores.

Para el cálculo de la resistencia de la puesta a tierra de las masas (R_t), la intensidad y tensión de defecto (I_d, U_d), se utilizarán las siguientes fórmulas:

- Resistencia del sistema de puesta a tierra, R_t:

$$R_t = K_r \times \rho$$

- Intensidad de defecto, I_d¹⁵:

$$I_d = I_{d\text{máx}}$$

¹⁵ Dato dado por la compañía distribuidora y dependiente de la línea de distribución.

- Tensión de defecto, U_d :

$$U_d = R_t \times I_d$$

El electrodo adecuado para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 80-30/5/82.
- Geometría: Anillo.
- Dimensiones (m): 8x3.
- Profundidad del electrodo (m): 0.5.
- Número de picas: 8.
- Longitud de las picas (m): 2.

Los parámetros característicos del electrodo son:

- De la resistencia, $K_r (\Omega/\Omega \times m) = 0.069$.
- De la tensión de paso, $K_p (V/((\Omega \times m)A)) = 0.0145$.
- De la tensión de contacto exterior, $K_c (V/((\Omega \times m)A)) = 0.0303$.

Sustituyendo valores en las expresiones anteriores, se obtiene:

$$R_t = K_r \times \rho = 0,069 \times 100 = 6,9 \Omega$$

$$I_d = I_d \text{ max} = 300 \text{ A}$$

$$U_d = R_t \times I_d = 6,9 \times 300 = 2070 \text{ V}$$

6.3.7.2 TIERRA DE SERVICIO.

Se conectarán a este sistema el neutro del transformador y la tierra de los secundarios de los transformadores de tensión e intensidad de la celda de medida.

Para la puesta a tierra de servicio, se utilizarán picas en hilera de diámetro 14 mm. y longitud 2 m., unidas mediante conductor desnudo de Cu de 50 mm² de sección. El valor de la resistencia de puesta a tierra de este electrodo deberá ser inferior a 37Ω.

La conexión desde el centro hasta la primera pica del electrodo se realizará con cable de Cu de 50 mm², aislado de 0,6/1 kV bajo tubo plástico con grado de protección al impacto mecánico de 7 como mínimo.

El electrodo adecuado para este caso tiene las siguientes propiedades:

- Configuración seleccionada: 5/32.
- Geometría: Picas en hilera.
- Profundidad del electrodo (m): 0.5.

- Número de picas: 3.
- Longitud de las picas (m): 2.
- Separación entre picas (m): 3.

Los parámetros característicos del electrodo son:

- De la resistencia, $Kr (\Omega/\Omega \times m) = 0.135$.

Sustituyendo valores:

$$Rt_{neutro} = Kr \times \rho = 0,135 \times 100 = 13,5 \Omega$$

Cálculo de las tensiones en el exterior de la instalación:

Con el fin de evitar la aparición de tensiones de contacto elevadas en el exterior de la instalación, las puertas y rejillas metálicas que dan al exterior del centro no tendrán contacto eléctrico alguno con masas conductoras que, a causa de defectos o averías, sean susceptibles de quedar sometidas a tensión.

Con estas medidas de seguridad, no será necesario calcular las tensiones de contacto en el exterior, ya que estas serán prácticamente nulas. Por otra parte, la tensión de paso en el exterior vendrá dada por las características del electrodo y la resistividad del terreno según la expresión:

$$Up = Kp \times \rho \times Id = 0,0145 \times 100 \times 300 = 435 V$$

Cálculo de las tensiones en el interior de la instalación:

En el piso del Centro de Transformación se instalará un mallazo electrosoldado, con redondos de diámetro no inferior a 4 mm formando una retícula no superior a 0,30x0,30 m. Este mallazo se conectará como mínimo en dos puntos opuestos de la puesta a tierra de protección del centro.

Dicho mallazo estará cubierto por una capa de hormigón de 10 cm. como mínimo.

Con esta medida se consigue que la persona que deba acceder a una parte que pueda quedar en tensión, de forma eventual, estará sobre una superficie equipotencial, con lo que desaparece el riesgo de la tensión de contacto y de paso interior.

De esta forma no será necesario el cálculo de las tensiones de contacto y de paso en el interior, ya que su valor será prácticamente cero.

Asimismo la existencia de una superficie equipotencial conectada al electrodo de tierra, hace que la tensión de paso en el acceso sea equivalente al valor de la tensión de contacto exterior.

$$Up_{acc} = Kc \times \rho \times Id = 0,0303 \times 100 \times 300 = 909 V$$

Cálculo de las tensiones aplicadas:

Para la obtención de los valores máximos admisibles de la tensión de paso exterior y en el acceso, se utilizan las siguientes expresiones:

$$U_{pa} = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{6 \times \rho}{1000}\right)$$

$$U_{p \text{ acc}} = 10 \times \frac{k}{t^n} \times \left(1 + \frac{3 \times \rho + 3 \times \rho H}{1000}\right)$$

$$t = t' + t''$$

Donde:

- U_{pa} : Tensión de paso admisible en el exterior, en voltios.
- $U_{p \text{ acc}}$: Tensión en el acceso admisible, en voltios.
- k, n : Constantes según MIERAT 13, dependen de t .
- t : Tiempo de duración de la falta, en segundos.
- t' : Tiempo de desconexión inicial, en segundos.
- t'' : Tiempo de la segunda desconexión, en segundos.
- ρ : Resistividad del terreno, en $\Omega \times m$.
- ρH : Resistividad del hormigón, $3000 \Omega \times m$.

Supondremos un tiempo de duración de la falta de 0,7 segundos.

Sustituyendo valores obtenemos:

$$U_{pa} = 1645,71 \text{ V}$$

$$U_{p \text{ acc}} = 10594,29 \text{ V}$$

Los resultados obtenidos se presentan en la siguiente tabla:

Concepto	Valor calculado	Condición	Valor admisible
Tensión paso exterior	$U_p = 435 \text{ V}$	\leq	$U_{pa} = 1645,71 \text{ V}$
Tensión de paso en el acceso	$U_{p \text{ acc}} = 909 \text{ V}$	\leq	$U_{p \text{ acc}} = 10594,29 \text{ V}$
Tensión de defecto	$U_d = 2070 \text{ V}$	\leq	$U_{bt} = 6000 \text{ V}$

Tabla 6.10: Resumen de tensiones calculadas.

6.3.7.3 DISTANCIA ENTRE TIERRAS

Para garantizar que el sistema de puesta a tierra de servicio no alcance tensiones elevadas cuando se produce un defecto, existirá una distancia de separación mínima (D_{n-p}), entre los electrodos de los sistemas de puesta a tierra de protección y de servicio.

$$D_{n-p} = \frac{\rho \times I_d}{2000 \times \pi} = 4,77 \text{ m}$$

6.4 BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO

- [1] RD 3275/82. *Reglamento Centrales eléctricas y Centros de Transformación*, BOE N°1, 1982.
- [2] RD 842/2002. *Reglamento electrotécnico para baja tensión*, BOE N°224, 2002.
- [3] ORMAZABAL. *Catálogo de aparata de media tensión. Distribución secundaria*. 2010.
- [4] LAYBOX. *Catálogo de transformadores de distribución*. 2010.
- [5] PRONUTEC. *Catálogo de cuadros de baja tensión*. 2010.
- [6] ENDESA DISTRIBUCIÓN. *Guía técnica sobre suministros en media tensión*. 2003.
- [7] RD 1110/2007. *Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico*. BOE N° 224, 2007.
- [8] UNESA. *Método de cálculo y proyecto de instalaciones de puesta a tierra para centros de transformación conectados a redes de tercera categoría*. Asociación electrotécnica y electrónica española. 1989.

CAPÍTULO 7

CONCLUSIONES

Una vez realizado todo el proceso de cálculos y el diseño de la instalación fotovoltaica se puede llegar a la conclusión de que, entre las cinco tecnologías de seguimiento solar escogidas inicialmente, el seguidor a dos ejes es el que logra mejores resultados en cuestión de términos energéticos anuales. El seguidor polar sería la segunda mejor opción, seguido de cerca por el seguidor de un eje acimutal. Mientras que las estructuras fijas y el seguidor horizontal lograrían los peores resultados energéticos.

Cabe destacar, que a pesar de no ser el tema objeto de este proyecto, es conveniente aclarar que al igual que la tecnología de seguimiento por dos ejes es la más productiva, también es la opción más cara dentro de estas cinco tipologías. Por lo tanto, es adecuado antes de proceder a una instalación tener en cuenta este factor, y según los intereses finales, elegir la tecnología que más se ajuste a la situación y objetivos del instalador.

El desarrollo de este proyecto me ha permitido investigar en profundidad la situación actual de la energía fotovoltaica en España. He llegado a la conclusión de que este tipo de energía puede ser muy necesaria y útil en un futuro, pero para ello sería necesario un planteamiento político más firme en cuestiones de primas y leyes. Los continuos cambios, sobre todo en términos económicos, hacen de la energía fotovoltaica una energía limpia, pero a su vez “débil”. Su futuro desarrollo está, a día de hoy, ligado a las subvenciones públicas.

También, el resultado de la elaboración de esta memoria ha sido totalmente constructivo a niveles de aprendizaje. He podido estudiar el proceso de desarrollo que conlleva esta tecnología, desde la obtención del silicio que forma parte de la célula energética hasta el desarrollo del centro de transformación que evacúa la energía generada.

Durante la elección de los elementos que constituyen las plantas, he aprendido a consultar diferentes catálogos y realizar estudios comparativos de los diferentes componentes atendiendo a sus principales características.

La parte destinada a la simulación de mi instalación, me ha permitido aprender el funcionamiento del software PvSyst, el cual mediante un interfaz muy simple e intuitivo, permite diferentes alternativas de diseño y cálculos.

Mientras que, en la construcción del centro de transformación me ha sido posible entender las diferentes normativas de seguridad que exigen las compañías eléctricas para la correcta instalación a red.

El camino recorrido durante la elaboración de este texto me ha servido para poder estudiar las diferentes eficiencias de estas tecnologías, así como para adentrarme en el mundo de la energía solar.

Finalizando, en mi opinión, una línea futura de investigación interesante sería el estudio de una instalación, por ejemplo la que ocupa este proyecto, asociada al almacenamiento de la energía fotovoltaica generada por esta. Explorar y buscar nuevas alternativas, o desarrollar ideas como el uso de pilas de combustible, como el hidrógeno, con el objetivo de acumular altas cantidades de energía.